



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

**Годишен доклад
за Европейската комисия**

юли 2016 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	6
3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ	8
3.1. Регулиране на мрежите	8
3.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	8
3.1.2. Техническа експлоатация	8
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	14
3.1.4. Трансгранични въпроси	17
3.1.5. Съответствие	21
3.2. Насърчаване на конкуренцията	22
3.2.1. Пазари на едро	22
3.2.2. Пазар на дребно	29
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото националният регулаторен орган е компетентният орган)	32
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	32
4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ	33
4.1. Регулиране на мрежите	33
4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	33
4.1.2. Техническа експлоатация	33
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	35
4.1.4. Трансгранични въпроси	37
4.1.5. Съответствие	37
4.2. Насърчаване на конкуренцията	38
4.2.1. Пазари на едро	38
4.2.2. Пазар на дребно	42
4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция	44
4.3. Сигурност на доставките	44
4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	45
4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици	45
5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ	49
5.1. Защита на потребителите	49
5.1.1. В сектор „Електроенергетика“	49
5.1.2. В сектор „Природен газ“	50
5.2. Уреждане на спорове	51
5.2.1. В сектор „Електроенергетика“	52
5.2.2. В сектор „Природен газ“	53

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 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО) и чл. 41, ал. 1 б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (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 енергетиката (ЗЕ), като част от направените предложения са приети в началото на 2015 г. Приетите изменения имат за цел да гарантират независимостта на регулатора и по-голяма самостоятелност по отношение на организацията на работа и определяне на необходимите финансови елементи за ефективно осъществяване на регулаторните цели. Комисията е независим специализиран държавен орган, чиито членове се избират и освобождават от Народното събрание на Република България. 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.

Към Народното събрание е създадена Комисия за наблюдение на дейността на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране. В заседанията на тази комисия периодично участват членове на КЕВР и експерти във връзка с разглежданите въпроси, касаещи дейността на регулатора.

Съгласно чл. 20, т. 7 от ЗЕ КЕВР ежегодно отчита своята дейност пред Народното събрание. Докладът за дейността на КЕВР за 2015 г. получи подкрепата на Народното събрание и бе приет почти единодушно от народните представители.

През 2015 г. КЕВР сертифицира и определи „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) като независим преносен оператор на електропреносната система на Република България и одобри Десетгодишния план за развитие на преносната електрическа мрежа за периода 2015 г. – 2024 г., Правила за предоставяне на услуги от независимия преносен оператор на вертикално интегрираното предприятие и Програма за съответствието на ЕСО ЕАД. През 2015 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 Директива 2009/72/ЕО, като в тази връзка са допълнени и изменени Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ, изм. и доп., ДВ, бр. 90 от 20.11.2015 г.). 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 Република България вече е налице.

През 2015 г. „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), притежаващо лицензия № Л-422-11 от 31.03.2014 г. за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“, започна тестова работа с реални участници.

Иницирианият от КЕВР през 2014 г. преговорен процес между „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) в качеството му на обществен доставчик, съответно „Ей И Ес Марица изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД с оглед намаление на цените за разполагаемост по договорите за дългосрочно изкупуване

на разполагаемост и електрическа енергия, доведе до подписване през 2015 г. на споразумения за намаляване на цената за разполагаемост по двата договора, съответно – с 14% и с 15%, без да се увеличава срокът на изпълнение.

Решенията, взети от КЕВР през 2015 г., са съвместими с европейския целеви модел на електроенергиен пазар и това е важна стъпка към постигане на интегриран европейски енергиен пазар. Това ще обедини цените на различните пазари и ще направи по-ефективно използването на междусистемните електропроводи, което приближава България към устойчив и конкурентоспособен вътрешен енергиен пазар - пазар, който ще набира скорост през следващата година и годините след нея.

През 2015 г. КЕВР сертифицира и определи „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор на газопреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО, както и на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 (Регламент (ЕО) № 715/2009). КЕВР одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г., Правила за предоставяне на услуги от независимия преносен оператор на вертикално интегрираното предприятие и Програма за съответствието на независимия преносен оператор.

През 2015 г. КЕВР прие Правила за търговия с природен газ на основание чл. 21, ал. 1, т. 9 от ЗЕ, с оглед осигуряване на изискванията за либерализиране на енергийния пазар на природен газ, съобразяване 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 Комисията от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи, по отношение на правилата за балансиране на пазара на природен газ (Регламент (ЕС) № 312/2014).

През 2015 г. Комисията прие изменения и допълнения на Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, с оглед осигуряване и прилагане на принципите на недискриминация и равнопоставеност между участниците на пазара на природен газ в страната.

За диверсификация на източниците на доставки на природен газ за България и Югоизточна Европа от особено значение е реализацията на междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB), която ще свързва директно националните газопреносни мрежи на страните. Газопроводът IGB е определен като проект от национално значение в България и Гърция, и като Проект от общ интерес (Project of Common Interest) от Европейската комисия. В тази връзка КЕВР одобри Актуализирани указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка (IGB INTERCONNECTOR) съгласно параграф 6 на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ - Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет. Одобрен е и проект на Известие за участие във Фаза I Изразяване на интерес (декември 2015 г.) и неговите приложения.

КЕВР и през 2016 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 крайните клиенти 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 Република 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 2015 г. пазарът на електрическа енергия в България следва хибриден модел, при който част от сделките с клиенти, присъединени на ниско напрежение, се сключват по регулирани цени, утвърдени от КЕВР, а останалата част се търгува на свободния пазар по цени, които подлежат на договаряне с клиенти, присъединени на високо и средно напрежение и част от стопанските клиенти, присъединени на ниско напрежение.

През 2015 г. КЕВР предприе редица мерки за разрешаване на проблемите на пазара, като първата стъпка беше насочена към справедливото разпределение на разходите за наложени задължения към обществото върху всички крайни клиенти. По този начин се балансира голямата разлика в цените на свободния и регулирания пазар, което бе пречка за пълната либерализация на пазара и в същото време се покри текущият дефицит на обществения доставчик НЕК ЕАД.

Комисията инициира промени в ПТТЕ вв връзка с функционирането на организиран борсов пазар, правата и задълженията на оператора на борсовия пазар и на търговските участници на този пазар, и създаване на условия за достъп до свободния пазар на битовите и малките небитови клиенти чрез регламентиране на реда и начина за разработване и прилагане на стандартизирани товари профили. В тази връзка е разработена специална инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на тези клиенти, която в максимална степен да улесни свободния избор на доставчик и преминаването им към либерализирания сегмент на пазара само чрез попълване на заявление по образец. Въпреки че е необходимо да се предприемат още редица стъпки, за да бъде постигната крайната цел, с отварянето на пазара и за най-малките клиенти и създаването на условия за функционирането на борсовия пазар на електрическа енергия са налице предпоставките за финализиране на процеса по пълната либерализация на пазара на електрическа енергия.

С приетите изменения и допълнения в ПТТЕ са определени и търговските участници, които имат задължение да поемат разходите, произтичащи от наложени по ЗЕ задължения към обществото с цел постигане на справедливо разпределение на тези разходи по прозрачен начин между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи.

Регламентирани са и редица мерки, чрез които се търси дисциплиниращ ефект върху пазарните участници. С напредването на процеса по пълната либерализация на пазара на електрическа енергия и увеличаващия се дял на свободния пазар, следва да се гарантира финансовата стабилност и обезпеченост на сключваните сделки с цел недопускане на задлъжнялост в сектора.

С въвеждането на ефективно работещ организиран борсов пазар на електрическа енергия се предоставя допълнителна възможност за търговските участници да търгуват въз основа на пазарни принципи, с цел повишаване на прозрачността и конкуренцията на пазара на електрическа енергия в Република България. Наличието на енергийна борса ще доведе и до обединяване със съседните електроенергийни пазари.

На 11.12.2015 г. БНЕБ ЕАД, притежаващо лицензия № Л-422-11 от 31.03.2014 г. за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“, започна тестова работа с реални участници, а в началото на 2016 г. стартира и реалната работа на

електроенергийната борса. Съгласно предварителните планове на БНЕБ ЕАД на борсовия пазар ще се предлагат три вида продукти:

- часови – с подаване на оферти за всеки интервал на доставка (един час);
- блокови – с подаване на оферти за определен брой интервали на доставка и
- гъвкави – с подаване на оферти за гъвкави продукти.

Предвидено е първоначално да се предлагат само часови продукти, като минималното количество, което ще може да се търгува на борсата за покупка и продажба, е 100 kWh. Работата на борсата стартира в сегмента „ден напред“ (day ahead market), а в по-късен етап ще стартира платформа „пазар в рамките на деня“ (intraday market), и такава за сключване на дългосрочни сделки.

През м. декември 2015 г. е подписан Меморандум за разбирателство между Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) и КЕВР относно сътрудничеството и координацията на мониторинга на пазара съгласно Регламент (ЕС) 1227/2011 на Европейския парламент и Съвета за интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT).

2.2. Основни промени в пазара на природен газ

С изменението на Закона за енергетиката от 17.07.2012 г. е транспониран Третият енергиен либерализационен пакет, и по-конкретно Директива 2009/73/ЕО и Регламент (ЕО) 715/2009. Изискванията за либерализиране на енергийния пазар - насърчаване на лоялна конкуренция и лесен достъп за различните доставчици, имат за цел да се позволи на потребителите да се възползват в пълна степен от възможностите на либерализирания вътрешен пазар на природен газ.

В тази насока през 2015 г. КЕВР предприе редица важни стъпки, осигуряващи отваряне на пазара на природен газ като част от този в Европейския съюз и ефективен пазарен достъп за всички участници на пазара, включително на нови участници чрез установяване на прозрачни, пазарно основани механизми за доставка и продажба на природен газ.

За постигане на посочените цели, на първо място КЕВР прие нови Правила за търговия с природен газ (ПТПГ, Правилата), които замениха Правилата за търговия с природен газ от 2007 г. Разпоредбите в ПТПГ са насочени към насърчаване на лоялна конкуренция, която от своя страна създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия и отпадане на регулирането им от Комисията. С правилата се въвеждат следните основни положения, чието прилагане да доведе до реализиране на определените по-горе цели, а именно:

- въвеждането на виртуална търговска точка, която е необходима с оглед осигуряване на възможност за мрежовите ползватели да прехвърлят собствеността на природния газ помежду си и да минимизират дневните си дисбаланси, което ще повиши ликвидността на пазара на природен газ;

- предвидената отговорност на ползвателите на газопреносната мрежа за поддържане на баланс между входящите и изходящите количества природен газ от газопреносната мрежа, което е предпоставка за минимизиране на действията по остатъчно балансиране от страна на балансъора, което ще окаже положителен ефект върху пазара на природен газ;

- регламентираната процедура за смяна на доставчика на природен газ, даваща възможност на клиентите на природен газ, присъединени към газопреносната и газоразпределителните мрежи, свободно да избират доставчик, което е предпоставка за създаване на конкуренция на пазара на природен газ.

ПТПГ са съобразени с Регламент (ЕС) № 312/2014 относно правилата за балансиране на газопреносните мрежи и възможността за въвеждане на временни мерки при липсата на достатъчна ликвидност на краткосрочния пазар на природен газ на едро. Правилата регламентиранат възможността за прилагане на временни мерки от оператора на преносната мрежа, които дерогират прилагането на Мрежовия кодекс за балансиране на мрежата при ниска ликвидност на краткосрочния газов пазар. В тази

връзка, по предложение на оператора на газопреносната мрежа, предвид липсата на ликвидност на вътрешния пазар на природен газ, през 2015 г. КЕВР прие решение за одобряване на прилагането на временни мерки за период от пет години, т.е. не по-късно от 15 април 2019 г. Решението е взето от КЕВР в качеството му на национален регулаторен орган при стриктно спазване на изискванията на регламента и в сътрудничество с регулаторните органи на Гърция и Румъния. Такива временни мерки са одобрени и от гръцкия и от румънския регулаторни органи по предложение на националните им оператори на газопреносни системи.

Конкуренцията на пазарите на природен газ изисква прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната инфраструктура за всички ползватели на мрежата. Липсата на еднакъв и прозрачен достъп до преносен капацитет е пречка за постигането на ефективна конкуренция на пазара на едро.

В тази връзка друга важна стъпка, която КЕВР предприе, е приемането на изменения и допълнения на Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ. Чрез тях се гарантира, че няма изискване потенциалните търговци на природен газ да доказват наличието на валиден договор за доставка и/или на договорен капацитет в мрежите на съседните оператори на преносни системи. Същевременно, тези промени осигуряват прилагането на принципите на недискриминационност и равнопоставеност между участниците на пазара на природен газ в страната, като са съобразени и с Регламент (ЕС) № 984/2013 на Комисията от 14 октомври 2013 година за установяване на Мрежов кодекс за създаване на механизми за разпределение на капацитет в газопреносни системи (Регламент (ЕС) № 984/2013). Същият предвижда тръжна процедура за съответните точки на междусистемно свързване в рамките на ЕС и стандартни продукти за трансграничен капацитет, които да се предлагат и разпределят.

През 2015 г. КЕВР прие решение за одобряване на списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД в изпълнение на изискванията за прозрачност по отношение на операторите на преносни системи в Регламент (ЕО) № 715/2009 г. По този начин се реализира задължението операторът на преносна мрежа да оповестява публично информация за техническия, договорения и наличния капацитет за всички важни точки, редовно и периодично по стандартизиран и удобен за ползване начин.

Постигането на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените на природния газ при пазарни условия, както и ефективното отваряне на пазара, се осъществява и чрез изграждане на необходимата инфраструктура и реализиране на проектите от общ интерес, които ще допринесат за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. Тези проекти са от ключово значение за развитие на газовата инфраструктура и за гарантиране на сигурността на доставките в региона, както и с принос за националната икономика на България.

В тази връзка през 2015 г. КЕВР прие необходимите решения за успешната реализация на приоритетни инфраструктурни проекти – одобрение на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. и одобрение на документи за провеждане на Пазарния тест, Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет, по проекта IGB - междусистемна газова връзка Гърция – България.

Предприетите от КЕВР действия при изпълнение на регулаторните правомощия целят отваряне, правилно функциониране и развитие на конкурентен, сигурен и устойчив вътрешен пазар на природен газ чрез създаване на стимули за развитие на ефективна конкуренция, осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, на равнопоставеност и недопускане на дискриминация между отделните категории енергийни предприятия, както и между видовете клиенти.

3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

3.1. Регулиране на мрежите

3.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система

Във връзка с реструктурирането на дейностите, свързани с производство, пренос и управление на енергийната система, в съответствие с Директива 2009/72/ЕО, Република България избра модела „независим преносен оператор“, при който преносният оператор и мрежовите активи са обособени в отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие, което осъществява функции по производство и доставка.

В съответствие с избрания модел на реструктуриране КЕВР прие Решение № Р-205 от 18.12.2013 г., с което разреши преобразуването на НЕК ЕАД с отделяне чрез придобиване на имуществото, посредством което се извършва дейността пренос на електрическа енергия, от приемащото дружество ЕСО ЕАД, издаде на ЕСО ЕАД лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“ и прекрати съответно лицензията на НЕК ЕАД за дейността „пренос на електрическа енергия“ и лицензията на ЕСО ЕАД за дейността „управление на електроенергийната система“.

След окончателното приключване на процедурата по отделяне на ЕСО ЕАД от НЕК ЕАД на 04 февруари 2014 г., ЕСО ЕАД е собственик и оператор на цялата мрежа за пренос на електрическа енергия в Република България. Единоличен собственик на капитала на ЕСО ЕАД е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД). БЕХ ЕАД е собственост на българската държава, която упражнява правата си чрез министъра на енергетиката.

Във връзка с подадено от ЕСО ЕАД заявление за сертифициране на основание чл. 81а, ал. 2 от ЗЕ и чл. 94, ал. 2, т. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) е открита процедура по сертифициране на дружеството като независим преносен оператор.

С Решение № С-5 от 30.07.2015 г. КЕВР сертифицира ЕСО ЕАД като независим преносен оператор и одобри Десетгодишния план за развитие на преносната електрическа мрежа за периода 2015 г. – 2024 г., Правила за предоставяне на услуги от независимия преносен оператор на вертикално интегрираното предприятие и Програма за съответствието на ЕСО ЕАД.

3.1.2. Техническа експлоатация

Предоставяне на балансиращи услуги

Организацията и дейността на пазара на електрическа енергия са регламентирани в Правила за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и в Тръжните правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на ЕСО ЕАД и съседните му контролни зони за 2015 г. и се администрира от ЕСО ЕАД.

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 електроенергийната система (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.

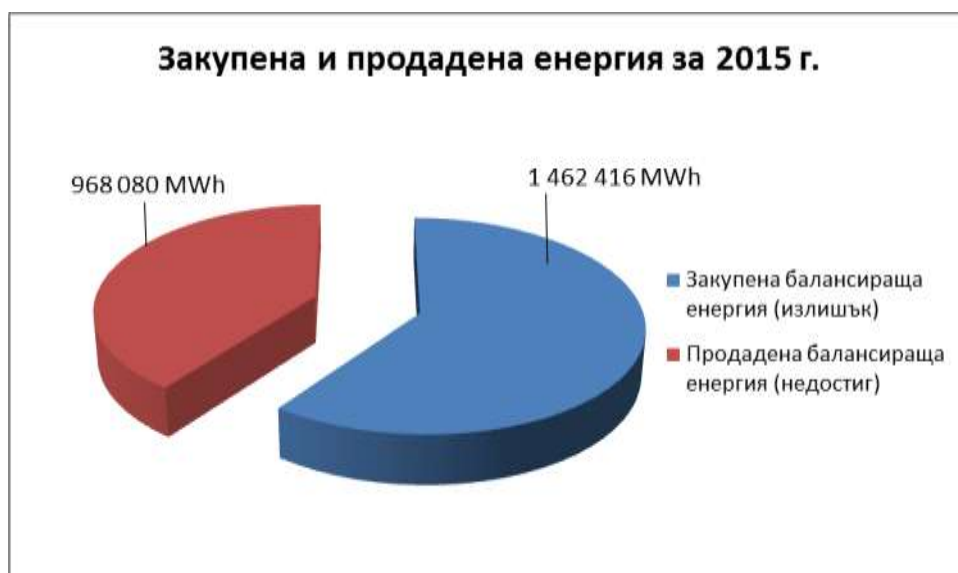
От 01 юни 2014 г. е въведен почасов пазар по всички сделки с електрическа енергия и еднакви условия за балансиране на стандартните, специални и комбинирани балансиращи групи. Той обхваща всички търговски участници по веригата производство, пренос, разпределение и крайни клиенти и е основната и най-важна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

Наблюденията на Комисията по отношение работата на балансиращия пазар на електрическа енергия в България за 2015 г. показват, че пазарът функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници. В резултат на предприетите от КЕВР действия и приемането на Решение № Ц-26 от 19.12.2014 г. за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, считано от 01.01.2015 г., не са налице достигнатите през предходната 2014 г. екстремни стойности на цената на балансиращата енергия за недостиг и отрицателни стойности за излишък. Предвид горното, в Решение № Ц-50 от 30.12.2015 г. Комисията запази непроменен размера на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, а именно:

- пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране „нагоре“ (т.е. при недостиг на енергия) в размер на 202,00 лв./MWh;

- пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга регулиране „надолу“ (т.е. при излишък на енергия) в размер на 0,00 (нула) лв./MWh.

След стартиране на балансиращия пазар общият енергиен недостиг и общият енергиен излишък нарастват значително. Общият енергиен недостиг през 2015 г. е 968 079 MWh, спрямо 590 796 MWh през 2014 г. и представлява 3,21% от регистрираните графици. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2015 г. е 1 462 416 MWh спрямо 1 229 204 MWh през 2014 г. и представлява 4,84% от регистрираните графици.



За всеки период на сетълмент се определят две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2015 г. за енергиен недостиг е 184,63 лв./ MWh, спрямо 199,13 лв./MWh през 2014 г. Средната цена за енергиен излишък за 2015 г. е 10,83 лв./MWh, спрямо 15,46 лв./MWh през 2014 г.

В таблицата по-долу са представени данни за максималната, средната и минималната цена на балансиращата енергия за недостиг и излишък през 2015 г.:

Балансираща енергия при недостиг	
Минимална цена, EUR/MWh	0,00
Максимална цена, EUR/MWh	449,92
Средна цена, EUR/MWh	94,40

Балансираща енергия при излишък	
Минимална цена, EUR/MWh	0,00
Максимална цена, EUR/MWh	20,86
Средна цена EUR/MWh	5,54

Съгласно Методиката за определяне на цените на балансиращата енергия, същите се определят на база на 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.

Във връзка с горното ЕСО ЕАД е разработило 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 на липсата на достатъчна конкуренция сред участниците на пазара, предлагащи балансираща енергия и създадените поради това условия за предлагане на 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.

Актуалното състояние на пазара за електрическа енергия през 2015 г. е: 27 координатори на стандартни балансиращи групи; 13 координатори на специални балансиращи групи и 13 координатори на комбинирани балансиращи групи.

Стандарти за сигурност и надеждност, качество на услугата и доставките

Относно сигурността на доставките и за гарантиране на 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 (Методиката). За гарантиране на 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. 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“.

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 към съответната мрежа, преустановяване на присъединяването или снабдяването с електрическа енергия и границата на собственост между електрическите съоръжения се определят с наредба, приета от Комисията.

Във връзка с прилагането на законовите изисквания относно техническите условия, начините и сроковете за присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителните мрежи с решения на КЕВР са приети следните подзаконови

нормативни и административни актове, регламентиращи присъединяването към тези мрежи: Наредба № 6 от 24.02.2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи (Наредба № 6), НЛДЕ, Указания за образуване на цените за присъединяване на потребители към електроразпределителната мрежа и общи условия на договорите за снабдяване и разпределение на електрическата енергия, включващи правила за работа с потребители на енергийни услуги. С цел предоставяне на информация на потребителите горесцитираните административни актове са публично известни, като същите се поставят на видно място в центровете за работа с клиенти и се публикуват на интернет страниците на снабдителните и електроразпределителните дружества.

Редът и сроковете за сключване на предварителен и окончателен договор за присъединяване на обекти на клиенти към преносната или към разпределителните електрически мрежи са уредени в Наредба № 6. Срокът, необходим за изпълнение на задължението на мрежовите оператори за сключване на тези договори, е 30 дни. В договорите за присъединяване между мрежовите оператори и клиентите се включват клаузи за сроковете и етапите за изграждане и въвеждане в експлоатация на съоръженията за присъединяване на всеки присъединяван обект, в зависимост от техническите изисквания, начинът и местата на присъединяване към съществуващата електрическа мрежа, в т.ч. необходимостта от разширение и/или повишаване на преносните възможности на съществуващата мрежа.

Съгласно НЛДЕ договорите при общите условия, сключвани между потребители на енергийни услуги и енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, съдържат предварително уведомяване на клиентите за сроковете на прекъсване при извършване на ремонтни работи, оперативни превключвания, касаещи въвеждане в експлоатация на нови съоръжения и други подобни действия, които подлежат на планиране.

В изпълнение на контролните си правомощия КЕВР текущо контролира съответствието на изпълнението на лицензионната дейност с условията на издадените лицензии на енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, включително договорни нарушения, неизпълнение на задължения за присъединяване на производители и клиенти към мрежите и времето, за което операторите на електропреносната/електроразпределителните мрежи извършват свързвания към мрежите, ремонт и прекъсване на снабдяването при извършване на разширение и реконструкция на мрежите, свързани с присъединяването на обекти, до мястото на присъединяване. В тази връзка през 2015 г. са извършени планови проверки на електроразпределителни дружества и на основание чл. 80 от ЗЕ са съставени и връчени констативни протоколи със следните задължителни предписания и срок за изпълнение:

1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД - да изготви и предостави в Комисията подробен план-график за обработка на преписките за изкупуване и сключване на договори, съгласно чл. 21, ал. 5 и ал. 7 от Наредба № 6, да извърши анализ на честите прекъсвания на електрическата енергия и да представи в Комисията план-програма за корективни мерки в районите, в които има концентрация на чести прекъсвания.

В посочените срокове от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са предоставени доказателства и данни за изпълнение на задължителните предписания;

2. На „Енерго-Про Мрежи“ АД:

- да извърши анализ за установяване на причините, довели до неспазване на законоустановените срокове за изготвяне на становища за условията за присъединяване, за изготвяне на проектите на договори за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия, както и за своевременното уведомяване на клиентите за изготвените такива за спазване на разпоредбите на чл. 12, ал. 2, чл. 16, чл. 80, чл. 82 и чл. 83 от Наредба № 6. В тази връзка дружеството да разработи и приеме нови вътрешни процедури/инструкции/правила;

- да извърши анализ на причините, възпрепятстващи финализирането на процедурите по придобиване на енергийни обекти, изградени на основание чл. 21, ал. 5

от Наредба № 6 и в зависимост от резултатите да предприеме мерки, като преразгледа/допълни клаузите в договорите за присъединяване с цел извършване на своевременен контрол по изпълнение на строително - монтажни работи, съответстващи на проектите и техническите спецификации на изгражданите съоръжения за присъединяване, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 6 от Наредба № 6.

В посочените срокове от „Енерго-Про Мрежи“ АД са предоставени доказателства и данни за изпълнение на задължителните предписания.

През 2015 г. бяха завършени четири проверки относно присъединяване на производители на електроенергия от възобновяеми източници /ВИ/ към електроразпределителната и електропреносната мрежи на следните дружества: „НЕК“ ЕАД; „ЧЕЗ Разпределение България“ АД; „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „Енерго-Про Мрежи“ АД.

В резултат на така извършените проверки са изготвени доклади, приети с решения на Комисията. Във връзка с установените несъответствия в предоставените по време на проверките документи и информация, както и с оглед на констатациите от изготвените доклади, КЕВР изпрати по компетентност копие на същите до Министерство на енергетиката, Министерство на регионалното развитие и благоустройството и Прокуратура на Република България.

Около 4% от всички жалби, постъпили в КЕВР през 2015 г., се отнасят за присъединяване на обекти на производители и клиенти към електрическите мрежи. Това са жалби срещу операторите на разпределителни мрежи във връзка с отказ или забавено присъединяване на обекти към електроразпределителната мрежа, неправилно определена цена и условия за присъединяване.

В рамките на законоустановените си правомощия, чрез провеждане на текущ и последващ контрол и в изпълнение на задълженията по чл. 37, параграф 1, б. „м“ от Директива 2009/72/ЕО, КЕВР наблюдава времето, за което операторите на преносни и разпределителни системи извършват свързванията към мрежите и съответните ремонтни дейности.

Мерки за наблюдение на защитата

В случай на неочаквана криза на енергийния пазар и когато физическата безопасност и сигурност на лица, оборудване, съоръжения или целостта на ЕЕС са застрашени, дадена държава-членка може временно да вземе необходимите защитни мерки. Тези мерки трябва да причинят най-малкото възможно смущение във функционирането на вътрешния пазар и не трябва да са по-широки по обхват, отколкото е строго необходимо за преодоляване на внезапно възникналите трудности.

Съгласно ЗЕ, ЕСО ЕАД осъществява единното оперативно планиране, координиране и управление на ЕЕС. Основните задачи включват оперативно управление, електрически и енергийни режими и прогнозиране на електрическите товари, планиране на генериращите мощности и режима на работа на ЕЕС.

Участието в регулирането на напреженията е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на ЕСО ЕАД 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 възстановяването ѝ, непрекъснатостта на снабдяването на потребителите с електрическа енергия, изпълнение на изискванията на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (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 на готовността на електрическите централи да предоставят допълнителни услуги и изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

Всички планови или координационни дейности на ЕСО ЕАД през 2015 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 на 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 от ЕСО ЕАД.

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. Последният се изготвя от Централното диспечерско управление (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 на преносната способност на електрическата мрежа и избягване на тесните места в нея.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 22 от Директива 2009/72/ЕО операторът на преносната мрежа е разработил 10-годишния план за развитие на преносната електрическа мрежа за периода 2015 г. – 2024 г., след консултиране със заинтересованите страни на проведената публична консултация и е съобразен с предстоящите изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави. Вzeti са предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. В Десетгодишния план за развитие ЕСО ЕАД е предвидило инвестиции за инфраструктурата за пренос на електрическа енергия. Планът съдържа всички инвестиции, за които е взето решение да бъдат изпълнени и са определени новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години, както и график за изпълнение на инвестиционните проекти.

През 2015 г. КЕВР разгледа инвестиционно искане относно трансгранично разпределение на разходите по проект от общ интерес 3.7.4. „Изграждане на вътрешна връзка между „Марица изток 1“ и „Бургас“, подадено от ЕСО ЕАД на основание чл. 12, параграф 3 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013). Във връзка с посоченото инвестиционно искане КЕВР постанови Решение № И-1 от 24.04.2015 г., с което определи трансграничното разпределение на инвестиционните разходи за проект от общ интерес 3.7.4 „Вътрешна връзка между „Марица изток 1“ и „Бургас“ да бъде 100% за сметка на българската страна, от които ЕСО ЕАД осигурява 50% от инвестиционните разходи. Въз основа на решението на КЕВР ЕСО ЕАД привлече безвъзмездно съфинансиране от финансовия „Механизъм за свързване на Европа“ за изграждането на електропровод между подстанция „Марица изток“ и подстанция „Бургас“ с дължина 133 километра и преносна способност от 1500 MW. Размерът на безвъзмездните средства е 50% от стойността на проекта и е в размер на 29 106 650 евро. Проектът е част от 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа на Република България и плана за развитие на електропреносната система в Европа на ENTSO-E.

За оценка на сигурността и планиране на 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

(DACF - Day Ahead Congestion Forecast). Като резултат от процедурата се получава актуален модел за потокоразпределение, отразяващ състоянието на съседните и на българската ЕЕС, който съдържа – топология, товар и генерация. Въз основа на този модел се извършва ежедневна проверка на сигурността на работата на ЕЕС и спазването на критерия “n-1”.

Паралелната работа през 2015 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, с цел 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 2015 г. с решение по Протокол № 237 от 18.11.2015 г. КЕВР съгласува за 2016 г. „Тържни 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 (ЕО) № 714/2009 предвижда системните оператори да прилагат пазарни подходи при управление на претоварванията по междусистемните си сечения, да публикуват разполагаемите преносни способности (капацитети) и да ги разпределят на годишна, месечна, седмична и дневна база по прозрачен и недискриминационен начин. Установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития осигуряват, безопасното и сигурно функциониране както на външния, така и на вътрешния пазар на електроенергия.

3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп

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

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 на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Отделните групи клиенти 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 на използвана електрическа енергия. Услуги за пренос и достъп се заплащат от: клиенти, присъединени към електропреносната и електроразпределителната мрежи; разпределителни предприятия; търговци, които сключват сделки за износ и търговци, които сключват сделки от името на ползвател на мрежови услуги.

През 2015 г. с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. и Решение № Ц-35 от 01.11.2015 г. КЕВР утвърди и съответно измени 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 индикация 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 високо напрежение (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.

Утвърдените цени и ценообразуващи елементи през 2015 г. за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната мрежа са посочени в следващата таблица:

Ценови решения		2014		2015	
		30.06.2014г.	01.10.2014г.	01.8.2015г.	01.11.2015г.
Цена пренос	лв./MWh	6,62	6,62	7,39	7,36
Необходими годишни приходи	хил. лв.	223 093	223 093	305 020	304 057
Регулаторна база на активите	хил. лв.	804 222	804 222	814 509	814 509
Норма на възвръщаемост на капитала	%	2,67%	2,67%	2,67%	2,67%
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 309 120	40 309 120	41 297 200	41 297 200
Цена достъп	лв./MWh	1,36	1,36	1,17	1,17
Необходими годишни приходи	хил. лв.	54 970	54 970	48 503	48 503
Регулаторна база на активите	хил. лв.	32 841	32 841	36 726	36 726
Норма на възвръщаемост на капитала	%	6,83%	6,83%	3,33%	3,33%
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 309 120	40 309 120	41 297 200	41 297 200

Таблица 2: утвърдените цени и ценообразуващи елементи през 2015 г. за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната мрежа; Източник: КЕВР.

Цена за 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 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“. ЕСО ЕАД е обосновало необходимия резерв от 170 MW 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 - 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 на баланса на ЕЕС, ЕСО ЕАД балансира във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие 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 водноелектрически централи (ВЕЦ) и от електрически централи на биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични 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 прие за основателно заявяването на допълнителни разходи за закупуване на допълнителен резерв за вторично регулиране и с Решение № Ц - 27 от 31.07.2015 г. прие, 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 7,14 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.

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 НРЦЕЕ 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. При прилагането на общ подход при утвърждаване на цените на дружествата Комисията се е съобразила както с изводите от текущия анализ на постигнатите резултати, така и с целта на прилагания метод на регулиране – създаване на условия, при които дружествата да намаляват разходите си за осъществяване на дейността и същевременно да осигуряват необходимите инвестиции, с цел подобряване на качеството на услугите. 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 2015 г. са коригирани в резултат на извършени анализи и оценка.

Комисията запазва целевите стойности за технологичните разходи на електроразпределителните дружества, 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 са разработени във връзка с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 чрез въвеждане на общи правила и процедури за разделяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на ЕЕС на Република България и съседните електроенергийни системи. Целта на тези правила е да се осигури оптимално управление на мрежите, насърчаване на 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 длъжно да осигурява съвместната работа на ЕЕС 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 същия, за установяване на регионално сътрудничество между операторите на преносни системи (чл. 12 и чл. 13 от Регламент (ЕО) № 714/2009). Относно оперативното управление и разпределяне на наличния преносен капацитет по междусистемните електропроводи, между ЕСО ЕАД като оператор на ЕЕС 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 Тържни правила, изготвени съвместно от ЕСО ЕАД и операторите на преносни системи на съседните страни. В Тържните правила подробно са регламентирани изискванията за регистрация и участие, отделните видове търгове, организацията и провеждането на тържните процедури, определяне на тържните 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. Съгласно изискванията на чл. 19 от Регламент (ЕО) № 714/2009 г. КЕВР, в качеството си на национален регулаторен орган, ежегодно съгласува тържни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на ЕСО ЕАД и съседните контролни зони.

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

През 2015 г. с решение по Протокол № 237 от 18.11.2015 г. КЕВР съгласува за 2016 г. „Тържни 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“.

През месец декември 2015 г. КЕВР прие нови Тържни правила за въвеждане на процес по съгласуване на междусистемни графици на годишна и месечна преносна способност и организиране и провеждане на дневни търгове за разпределение на неизползваната преносна способност между България и Турция. Промените са направени във връзка с подписване на меморандум между ЕСО ЕАД и турския системен оператор TEIAS за 2016 г., както и в изпълнението на изискването на Регламент (ЕО) № 714/2009 за предоставяне на участниците на пазара на максимален капацитет на междусистемните електропроводи и на преносните мрежи, влияещи върху трансграничните потоци.

Във връзка с управлението на честотата и обменните мощности и осигуряването на необходимите резерви по активна мощност ЕСО ЕАД изготвя и предоставя на координационен център „Север“ на ENTSO-E в гр. Браувайлер, Германия (Amprion GmbH) съгласувани с други контролни зони и блокове графици за почасови обмени на електрическа енергия (внос и/или износ) и контролира изпълнението на техническите условия по подписаните търговски, нетърговски, двустранни и многостранни договори за продажба и обмен на електрическа енергия.

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; изчислява и проверява компенсационните графици (програми) за тяхното компенсиране.

По данни от средствата за измерване и изчислени на граница обмени за 2015 г. в българската ЕЕС са постъпили 4 232 600 MWh електрическа енергия от съседните ЕЕС, а са изнесени 14 697 489 MWh. Съгласуваният износ на електрическа енергия с произход България от търговските участници (по българско часово време) по данни от графиците за междусистемен обмен и декларираните количества за 2015 г. е 10 562 401

MWh, което представлява увеличение с 10,04 % в сравнение с 2014 г., когато търговският износ с произход България е 9 501 994 MWh.

Използване на приходи за междусистемните връзки

В изпълнение на изискванията на чл. 16, параграф 6 от Регламент (ЕО) № 714/2009 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 могат да бъдат използвани след одобрението на регулаторните органи на съответните държави-членки до максимална сума, която се определя като приход, който се взема предвид 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 Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД.

Максималният сценарий на оператора на преносната мрежа прогнозира, че през настоящата година тенденцията за увеличаване на електропотреблението от 2014 г. ще продължи с по-умерени темпове. 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 плана ЕСО ЕАД е заложило концепцията преносната мрежа 220 kV да не бъде развивана повече за сметка на мрежи 400 kV и 110 kV, с изключение на изграждането на второ захранване на района на гр. Русе. Развитието на мрежа 110 kV се обуславя от подобряване на сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВИ, присъединяване на конвенционални централи, подобряване на сигурността на захранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400 kV и 220 kV, както и подобряване на обмена на електрическа енергия с разпределителните мрежи. В плана се съдържа прогноза за развитие на производствените мощности в България до 2024 г. Тази прогноза 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 централата 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 Република България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав, които са класически, но едновременно попадат в групата на ВИ. Тяхното разглеждане изисква препроектиране в съответствие с действащите природоопазващи и икономически критерии. Тези нови проекти следва да бъдат комплексни, тоест да включват едновременно проект за ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни и да са съвместно разработени и приети с румънската страна.

Проектът за изграждане на 7-ми реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ при най-оптимистичната прогноза предвижда реакторът да влезе в редовна експлоатация след 2025 година, поради предстоящите дълги съгласувателни процедури. 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 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. Изграждане на нови блокове 9 и 10 на територията на ТЕЦ „Марица изток 2“ не е заложено поради отказ на КЕВР за издаване на лицензия за производство на електрическа енергия на „ТЕЦ Марица изток 2 (9 и 10)“ ЕАД чрез тези обекти.

За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графици за междусистемни обмени и поддържане на 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 на изграждането на язовир „Яденица“ и рехабилитиране на ПАВЕЦ „Чаира“, ПАВЕЦ „Белмекен“, ВЕЦ „Сестримо“ и ВЕЦ „Момина клисура“.

Сътрудничество

През 2015 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 на правилата за управление на електроенергийната система и действащите, одобрени от регулатора, Тръжни правила и в съответствие с правилата на европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). ЕКО ЕАД е пълноправен член на 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.

Тези Общи тръжни правила с процедура за разпределение на преносните способности в рамките на деня между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори увеличават гъвкавостта на пазара на електрическа енергия, включително гъвкавостта на балансиращия пазар между България, Румъния и Гърция. Процедурите, съдържащи се в новите съгласувани Общи тръжни правила между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори, покриват изискванията, залегнали в новия Регламент (ЕО) № 714/2009.

През 2015 г. обществените дейности във връзка със съвместната работа с АСРЕ и СЕЕР в областта на електроенергийния пазар включват:

- събиране, анализ и предоставяне данни за Мониторинговия доклад на АСРЕ и СЕЕР за развитието на пазарите за 2014 г.;
- участие в процедура за електронно гласуване и одобряване на Становище на АСРЕ за Регионални списъци на предложените проекти от общ интерес за електроенергия и природен газ за 2015 г.;

- попълване в базата данни на АСРЕ на стойностите и характеристиките на обмените на електроенергия, осъществени от ЕСО ЕАД през 2015 г., за годишния доклад на Агенцията по Електроенергийната регионална инициатива (ЕРИ) на основа на данни от ЕСО ЕАД;

- актуализиране на информацията за редовните шестмесечен и годишен доклад на АСРЕ за напредъка по Електроенергийната регионална инициатива;

- отговор на въпросник относно загубите при преноса на електроенергия;

- отговор на въпросник за изпълнението на Третия енергиен пакет.

Във връзка с подписания през 2014 г. Меморандум за разбирателство между АСРЕ и КЕВР за обмен на информация съгласно Регламент (ЕС) № 1227/2011 (REMIT) и Споразумение за нивото на услугите в Централизирания европейски регистър на участниците на енергийния пазар (CEREMP), от м. март 2015 г. КЕВР установи достъп до Централизирания европейски регистър CEREMP за регистрация на пазарните участници, разработен от АСРЕ. Към края на 2015 г. има регистрирани около 60 пазарни участници.

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. Първоначално заложените цели на проекта са: въвеждане на организиран пазар „ден напред“ за физически доставки в България; предприемане на конкретни стъпки към интеграция на пазара със съседните пазарни зони и обединените пазари и разработване на ефективни средства за наблюдение на пазара на електроенергия. Планираният краен срок за изпълнение на дейностите по проекта е февруари 2017 г.

През периода януари – април 2015 г. бяха изпълнени първите две основни задачи: „Оценка на състоянието на вътрешния електроенергиен пазар на ЕС“, изготвена от консултанта E-Bridge Consulting въз основа на задание и въпросници, разработени съвместно с NVE и екипа по проекта от КЕВР, ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД, съответно „Оценка на състоянието на българския електроенергиен пазар“, изготвена от експерти от екипа по проекта от КЕВР и ЕСО ЕАД.

През периода май – август 2015 г. започна дейността по изпълнение на следващата задача, свързана с разработване на структура и дейности за мониторинг на пазара в КЕВР. Беше изготвен от страна на КЕВР преглед на изискванията за мониторинг на пазара на едро, произтичащи от Директива 2009/72/ЕО, Регламент (ЕО)713/2009 Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година за създаване на Агенция за сътрудничество между регулаторите на енергия и Регламент (ЕО)714/2009., включително новите задължения по REMIT и Мрежовите кодекси от страна на КЕВР.

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 АСРЕ.

В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ Комисията 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 ежегодно 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 от ЗЕ, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

По силата на чл. 21, ал. 4, т. 4 от ЗЕ във връзка с осъществяването на правомощията си по регулиране на дейността на независимия системен оператор на електропреносната мрежа Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на НЛДЕ. Съгласно чл. 114, ал. 1 и сл. от НЛДЕ Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независимият преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят. Комисията с решение задължава оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата.

АСРЕ предоставя интегрирана рамка, в която националните регулаторни органи си сътрудничат, за да изпълняват своите задачи на ниво ЕС. Тази рамка е предназначена, наред с другото, да подкрепя разработването на общоевропейски правила в Мрежовите кодекси и тяхното последователно прилагане в целия ЕС, както и други дейности, при които от националните регулаторни органи се очаква да координират действията си.

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 ЕЕС 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.

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 електроенергийния 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).

Балансиращ механизъм, студен резерв и регулираща енергия

През 2015 г. в България пазарът на студен резерв и допълнителни услуги следва модел 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 за 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.

Борсов пазар на електрическа енергия

Съгласно чл. 4, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването, всяка държава членка, която е свързана с електропровод към тръжна зона на друга държава членка, гарантира, че в срок от четири месеца след влизането в сила на настоящия регламент ще бъдат назначени един или повече Номиниран оператор на пазара на електрическа енергия (НОПЕ), които да извършват единното свързване на пазарите за ден напред и/или в рамките на деня. За тази цел операторите на вътрешния и външния пазар могат да бъдат приканени да кандидатстват, за да бъдат назначени за НОПЕ. По силата на § 2 от горната разпоредба, в случай че не е предвидено друго от съответната държава членка, регулаторните органи трябва да бъдат назначаващият орган, който отговаря за назначаване на НОПЕ и наблюдение за спазването на критериите за назначаване, а в случай на национален законоустановен монопол - за одобряване на таксите на НОПЕ или на методиката за изчисляване на тези такси.

Показатели за пазара на едро

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени и термични централи, 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 2015 г. се оценява на 12 710 MW. Разполагаемата производствена мощност (без производители от ВИ) към годишния максимум е в размер на 10 363 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 7100 MW, реализиран на 8 януари в 19:00 часа. Абсолютният минимален товар е реализиран на 10 май (неделя) в 05:00 часа – 2 759 MW. Разпределението на инсталираната мощност по типове централи и по обобщени типове централи е показано на фигура 1.

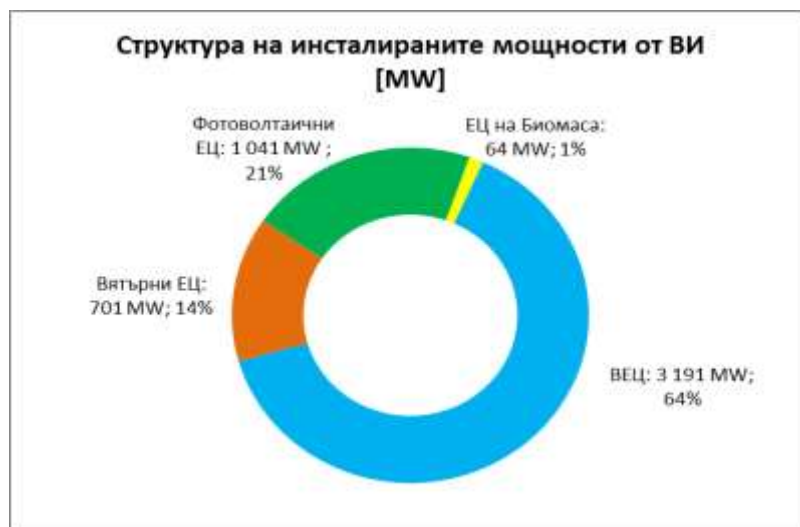


Фиг. 1 - Процентно разпределение на инсталираната мощност по типове централи по данни на ЕСО ЕАД

От представената в графичен вид фигура 1 е видно, че най-голям дял представляват конвенционалните термични централи - 44,89 %. Инсталираната мощност на всички възобновяеми енергийни източници – вода, вятър, слънце и биомаса съставлява 39,37%.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2015 г. възлиза на 701 MW при годишно производство около 1 468 304 MWh. През 2015 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 041 MW при производство 1 391 429 MWh. През 2015 г. инсталираната мощност на електрически централи, работещи с биомаса, възлиза на около 64 MW при производство 206 291 MWh.

Структурата на инсталираните мощности от ВИ е представена по-долу на фигура 2.



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

Годишното брутно производство на страната през 2015 г. е в размер на 47 399 203 MWh, годишното потребление и собствени нужди от електроцентралите е 4 872 286 MWh.

Брутното вътрешно електропотребление през 2015 г. е в размер на 38 TWh, като не се отбелязва съществена разлика спрямо 2014 г. Производството на електрическа енергия от ВИ покрива 19 % от брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната през 2015 г.

Значителният ръст през 2015 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 на Европейската комисия за енергийния сектор, възобновяемите източници са били силно подкрепяни през последните години с преференциални цени, което е направило възможно големия ръст на ВИ в енергийния микс, в съответствие с екологичните цели за постигане към 2020 г. Въпреки това, този вид подкрепа е довел до отклонения от ценовите и пазарни механизми и съответно до нарушаване на конкуренцията в сектора.

В представения годишен план за развитие на ЕЕС на Република България е посочено, че за 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 на работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графиците за междусистемни

обмени и поддържане на 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 на 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 Европейския съюз.

Пазарът на едро на електрическа енергия в България и през 2015 г. се характеризира 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 „КонтурГлобал 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 (ВЕКП). Съществуването на тези договорни задължения на НЕК ЕАД за изкупуване на енергията по непазарни цени води до невъзможност за нейната реализация и е в противоречие с изискванията за конкурентни пазарни условия.

Независимо от тежката пазарна ситуация през 2015 г. търговският износ на електрическа енергия през 2015 г. е 14 697 489 MWh, което е с 54,7% повече в сравнение с 2014 г. Съгласуваният и деклариран търговски износ на електроенергия от България, осъществен от търговските участници за 2015 г., е 10 562 401 MWh, което представлява увеличение с 11 % в сравнение с 2014 г., когато този износ е бил 9 501 994 MWh.

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

<i>Показател</i>	<i>Година</i>			
	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
<i>Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ, MWh</i>	45 230 601	41 072 730	44 559 309	47 399 203
<i>Потребление и собствени нужди от ЕЦ, MWh</i>	4 693 527	4 306 159	4 718 268	4 872 286
<i>Постъпила в ЕПМ енергия от ЕЦ, MWh</i>	40 537 074	36 766 571	39 841 041	41 203 399
<i>Физически внос</i>	2 352 570	3 350 387	4 319 338	4 232 600
<i>Общо постъпила енергия в ЕПМ, MWh</i>	42 889 644	40 116 958	44 160 379	45 436 161
<i>Загуби в ЕПМ, MWh</i>	915 823	884 604	953 325	935 256
<i>Изкарана електроенергия от ЕПМ, MWh</i>	41 973 821	39 232 354	43 207 054	22 892 187
<i>Потребление за помпи, MWh</i>	1 103 094	1 057 064	813 789	748 281
<i>Физически износ, MWh</i>	10 660 167	9 530 934	13 774 537	14 697 489
<i>Потребление от ЕПМ, MWh</i>	30 210 560	28 644 357	28 618 728	6 910 846

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

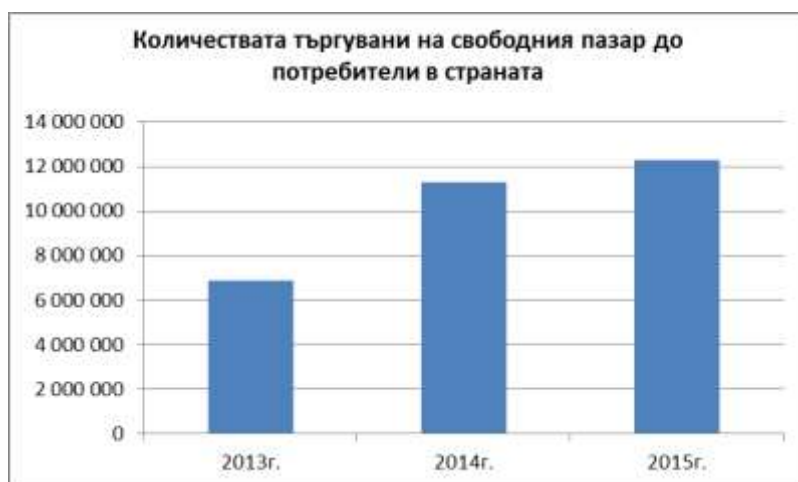
Броят на клиентите, присъединени към преносната мрежа, които са сменили доставчика на електрическа енергия към 01.07.2016 г., е 165.

Към месец декември 2015 г. са регистрирани 27 стандартни балансиращи групи, 13 специални, 13 комбинирани балансиращи групи, а крайните клиенти, сменили доставчика на електрическа енергия, са 13 400.

За 2015 г. регулаторът е лицензирал 18 нови дружества за дейността „търговия с електрическа енергия”, с което общият брой на лицензираните търговци е 144.

През 2015 г. продажбите на производителите по почасови графици са: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 13 162 358,424 MWh; „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД – 8 153 740,444 MWh; „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД – 1 903 090,077 MWh; „КонтурГлобал Марица Изток 3“ ЕАД – 4 696 027,717 MWh; „ЕЙ и ЕС ЗС Марица Изток 1“ ЕАД – 3 329 446,850 MWh и „ТЕЦ Марица 3“ АД – 13 351,416 MWh. Най-големи продажби към крайни клиенти в стандартните балансиращи групи са регистрирани от следните координатори: „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД – 9,62% от общите продажби; „ЕВН Трейдинг Саут Ийст Юрп“ ЕАД – 7,14% от общите продажби и „Енергийна Финансова Група“ АД – 6,89 % от общите продажби.

През 2015 г. количествата, търгувани на свободния пазар до потребители в страната, са 12 289 376,75 MWh, спрямо 11 291 383 MWh през 2014 г. Количествата за износ са 10 562 401 MWh. Общото количество, търгувано от производители по свободно договори цени, е 24 808 706,23 MWh.



Фиг. 3 – Количествата търгувани на свободния пазар до потребители в страната

С оглед гореизложеното може да се отбележи, че България е нетен износител на електрическа енергия. 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 пазар на електрическа енергия преносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани с претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети.

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 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 ЕСО ЕАД под формата на търговски права за пренос. Операторът изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на 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 на 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 на изпълнението на задълженията за прозрачност от енергийните предприятия при определянето на цените, счетоводната отчетност и работата с потребителите на енергийни услуги;

- наблюдаване на 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: цел на мониторинга на пазара; информация, предоставяна на Комисията от търговските участници; информация, предоставена от оператора на електроенергийната система; анализ и оценка на ефективността на електроенергийния пазар и резултати от мониторинга на пазара.

Прозрачност на пазара

През 2015 г., във връзка с чл. 9, ал. 2 от REMIT, КЕВР въведе национален регистър на пазарните участници в определена от ACPE 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 Централизиран 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?n=2655>). Към края на 2015 г. в националния регистър има регистрирани 51 пазарни участника в CEREMP системата и всичките имат получен ACPE код. В началото на месец октомври 2015 г. стартира задължението за докладване в съответствие с чл. 6, параграф 1 от Регламента за изпълнение № 1348/2014 за прилагане на член 8, параграфи 2 и 6 от REMIT, съгласно който участниците на пазара докладват на ACPE подробните данни за сделки с енергийни продукти на едро, които се изпълняват на организирани пазари, включително съгласувани и несъгласувани нареждания, чрез съответния организиран пазар или чрез системи за съпоставяне на сделки или системи за докладване на сделки.

Наблюдение на пазара

Голяма част от изискваната информация от ACPE 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 2015 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.

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 на 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.

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 и потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. В преходния период на поетапна либерализация, паралелно със свободния сегмент, където цените се договарят свободно между страните по сделките, които подлежат на балансиране, продължава да съществува и сегмент, на който сделките с електрическа енергия се осъществяват по регулирани от КЕВР цени.

Към сегмента „пазар на дребно“ с електрическа енергия през 2015 г. се включва доставката на електрическа енергия на крайни клиенти, присъединени към електроразпределните мрежи на ниво ниско напрежение, чрез въвеждане на стандартизирани товарови профили, съгласно последното изменение на ПТЕЕ от месец ноември 2015 г.

През 2015 г. част от клиентите 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 2015 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 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.

Съгласно ЗЕ и НРЦЕЕ, 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 НРЦЕЕ, се определят въз основа на признатите от Комисията необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

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 2015 г. продължава действието и изпълнението на дългосрочните договори за закупуване на електрическа енергия, сключени между обществения доставчик НЕК ЕАД и „Ей И Ес-ЗС Марица Изток Г” ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД.

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.

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 ВЕКП). Електрическата енергия, произвеждана от ВИ и от ВЕКП, се изкупува от обществения доставчик по преференциални цени, които са значително по-високи от пазарните нива. Тези разходи се класифицират като „задължение към обществото” и съгласно чл. 35 от ЗЕ енергийните предприятия имат право 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.

С оглед гореизложеното, към месец март 2014 г. Комисията взе 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 – „КонтурГлобал Марица изток 3“ АД и „Ей и Ес ЗС 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 – ЗС 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.

С Решение № Р-223 от 22.06.2015 г. КЕВР одобри споразумение за изменение на споразумение за изкупуване на електроенергия, сключено на 13 юни 2001 г. между НЕК ЕАД и „Ей И Ес - ЗС Марица Изток 1“ ЕООД. С последващо Решение № Р-228 от 27.08.2015 г. Комисията одобри споразумение за изменение на споразумение за изкупуване на електроенергия, сключено на 13 юни 2001 г. между НЕК ЕАД и „Контурглобал Марица Изток 3“ АД. Посочените споразумения предвиждат понижение от 14%, респ. от 15% на заплащаната от НЕК ЕАД цена за разполагаемост на топлоелектрическите централи, като се очаква измененията да доведат до намаление на невъзстановяемите разходи, които участват във формирането на цената за задължения към обществото.

Стандартизирани товари профили (СТП)

С изменението на ПТЕЕ от 2015 г. са регламентирани редът и начинът за разработване и прилагане на СТП, с което се създават условия за достъп до свободния пазар на битовите и малките небитови клиенти. В тази връзка беше разработена специална инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на тези клиенти, която в максимална степен да улесни свободния избор на доставчик и преминаването им към либерализирания сегмент на пазара само чрез попълване на заявление по образец. През

2015 г. КЕВР изиска от електроразпределителните дружества да представят разработените товарни профили.

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

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД	„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД	„Енерго-Про Мрежи“ АД
Битови клиенти	Битов клиент, общ профил	Битови клиенти
Небитови клиенти	Битов клиент, с отопление на електричество	Небитови клиенти
Улично осветление	Битов клиент, с централизирано отопление, отопление на газ или алтернативно отопление	-
-	Стопански клиент, общ профил	-
-	Стопански клиент, с интензивно дневно потребление (8.00-18.00ч.)	-
	Стопански клиент, с интензивно вечерно потребление (18.00-22.00ч.)	
	Стопански клиент, с интензивно нощно потребление (18.00-8.00ч.)	
	Стопански клиент с основна дейност продажба на петролни продукти	
	Улично осветление, непрекъснато през тъмната част	

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. Основните принципи, ръководещи дейността на КЕВР при изпълнение на регулаторните си правомощия, са предотвратяването и недопускането на ограничаване или нарушаване на 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 (КЗК), която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК).

В НЛДЕ 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 ЗЗК. Едва след влизане в сила на решението на КЗК, КЕВР възобновява производството по издаване на искания административен акт.

Освен това, при осъществяване на правомощията си за даване на съгласие за преобразуване на лицензианти, разрешаване на 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 предоставят услуга от обществен интерес, и които имат господстващо положение на пазара по смисъла на ЗЗК, 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.

3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото националният регулаторен орган е компетентния орган)

Въвеждане на предпазни мерки по чл. 42 от Директива 2009/72/ЕО – съгласно чл. 4, ал. 2, т. 4 и т. 5 от ЗЕ министърът на енергетиката определя със заповед задължителни показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, включително мерки за покриването им, както и определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия и обнародва описа на необходимите нови мощности в „Държавен вестник“.

Предвид установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет със съседните системни оператори, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития, се обезпечава сигурното и надеждно функциониране както на вътрешния, така и на външния пазар на електрическа енергия.

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 плановете ЕСО ЕАД предоставя на министъра на 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 пазар 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 2015 г., главно от слънчева и вятърна енергия, възникват определени трудности при тяхното балансиране.

4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ

4.1. Регулиране на мрежите

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.

4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система

Съгласно измененията на ЗЕ, в сила от 17.07.2012 г., Република България избра модела „Независим преносен оператор“, при който преносният оператор и мрежовите активи са обособени в отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрирано предприятие, като най-ефективното решение за гарантиране на недискриминационен достъп до газовите мрежи и осигуряване на прозрачност и ефективност на дейностите на преносния оператор.

„Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) е собственик на 100% от капитала на група енергийни предприятия за природен газ, съставляващи негови части, в това число „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД. „Булгартрансгаз“ ЕАД е отделно самостоятелно юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие. „Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик на активите, чрез които се осъществява дейността „пренос на природен газ“, включително на газопреносната мрежа; има собствена идентичност, отделно седалище, персонал и ползва самостоятелно необходимото му оборудване и правни, счетоводни и информационни услуги. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за извършване на дейността по пренос на природен газ. Дружеството има право да взема решения, независимо от вертикално интегрираното предприятие, по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката или развитието на газопреносната мрежа, както и правомощия да предлага обвързващи общото събрание решения относно набиране на средства на капиталовия пазар чрез заем или увеличаване на капитала. Дейността на оператора на газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД е отделена юридически, функционално и счетоводно от другите дейности във вертикално интегрираното предприятие.

Предвид факта, че са изпълнени изискванията за отделяне, предвидени в Директива 2009/73/ЕО, Регламент (ЕО) № 715/2009 и Глава осма „а“ от Закона за енергетиката, КЕВР, с Решение № С-4 от 22.06.2015 г., сертифицира „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор на газопреносната система на България. С Решение № С-6 от 05.11.2015 г. КЕВР определи „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор на газопреносната система на Република България. Решението е нотифицирано пред Европейската комисия и нотификацията е публикувана в „Официален вестник“ на Европейския съюз в брой С 428 от 19 декември 2015 г.

4.1.2. Техническа експлоатация

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор, който извършва дейностите пренос и съхранение на природен газ. Дружеството е титуляр на лицензии № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“ и лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на:

- национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ на територията на България до газоразпределителни мрежи и стопански клиенти на природен газ;
- газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ за пренос на природен газ през територията на България до съседните държави Румъния, Турция, Гърция и Македония;
- подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

Чрез дейността си 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, както и поддържането и развитието на спомагателните мрежи. С оглед гарантиране на сигурната, безопасна и ефективна работа на собствените газопреносни мрежи и прилежащите съоръжения, и за надеждния пренос на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва дейността си в съответствие с действащите наредби, технически норми, приложимите стандарти в тази област и правилата за безопасност при работа, съблюдавайки европейските правила за опазване на околната среда и плановите за развитие на газопреносната система. „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.

За гарантиране на сигурността и надеждността на функциониране на газопреносните мрежи независимият преносен оператор извършва превантивни дейности по газопреносните мрежи и съоръженията към тях.

Операторът на газопреносната мрежа изготвя график на плановите ремонти и реконструкции на съоръженията на газопреносните мрежи, който съдържа данни относно вида на ремонтите, очакваната им продължителност, както и предполагаемите ограничения при преноса на природен газ. Операторът на газопреносната мрежа разработва и процедури, приложими при извънредни ситуации.

Операторът на газопреносната мрежа осъществява и необходимите действия в случаите на аварии и аварийни ситуации. В тази връзка се разработва и прилага аварийен план за провеждане на спасителни и неотложни аварийно-възстановителни работи при възникване на бедствия, аварии и катастрофи, който е съобразен с Плана за действие при извънредни ситуации, одобрен от министъра на енергетиката в качеството му на компетентен орган съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета. При нарушаване на режимите на преносните мрежи в случаи на кризисни ситуации, операторът действа съгласно посочения План, 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. Организира необходимите човешки и технически ресурси 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 подземното газохранилище.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 22 от Директива 2009/72/ЕО операторът на преносната мрежа е разработил Десетгодишния план за развитие на газопреносните мрежи за периода 2015 – 2024 г., след консултиране със заинтересованите страни на проведената публична консултация, който е съобразен с предстоящите изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави. Вzeti са предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. В Десетгодишния план за развитие „Булгартрансгаз“ ЕАД е предвидило инвестиции за инфраструктурата за пренос на природен газ. Планът съдържа всички инвестиции, за които е взето решение да бъдат изпълнени и са определени новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години, както и график за изпълнение на инвестиционните проекти.

„Булгартрансгаз“ ЕАД извършва балансирането на газопреносната система и пазара на природен газ в съответствие с Регламент (ЕС) № 312/2014, с Правилата за

търговия с природен газ и одобрените с решение на КЕВР временни мерки: алтернатива на платформа за балансиране (съгласно чл. 48 от Регламента); временна такса за дисбаланс (съгласно чл. 49 от Регламента) и Толеранс/допустимо отклонение (съгласно чл. 50 от Регламента).

КЕВР извършва контрол върху дейността на независимия преносен оператор и операторите на газоразпределителни мрежи за съответствие с приетите от Комисията:

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

- Правилата 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;

- 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.

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 и др.

4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп

В приетата от КЕВР Методика за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са посочени 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 дружеството. Методиката се прилага по отношение на образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през всяка от газопреносните мрежи или през преносна система. С методиката се гарантира определянето на цени поотделно за входните точки и за изходните точки, както и за установените ценови зони при спазване на принципите за 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; отразяване на ефективните разходи, необходими за предоставяне на услуги по пренос на природен газ и включване на икономически обоснована възвръщаемост върху съществуващите

активи и новите инвестиции. С методиката е въведен метод на регулиране „горна граница на приходи”.

Прилаганият от независимия преносен оператор тарифен модел по отношение на цените за достъп и пренос по газопреносни мрежи е „entry-exit”. 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.

КЕВР регулира цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение в съответствие със ЗЕ, Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и Указанията 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“, приети от Комисията. Цените за достъп и съхранение на природен газ, по които оператори на съоръжения за съхранение на природен газ, съответно комбиниран оператор, предлагат една и съща услуга на различни клиенти при равностойни договорни условия, гарантират спазване на принципа за недискриминация спрямо всички ползватели на мрежата, като в същото време се отчитат и специалните характеристики на националния пазар.

В случаите на предоставяне на достъп и ползване на газови съоръжения, собственост на небитови клиенти, от съответния оператор на газоразпределителна мрежа съгласно ЗЕ това се извършва след сключване на договор и по цена, определена по методика, одобрена от КЕВР.

Цените за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се регулират от КЕВР чрез метода „горна граница на цени”, съгласно чл. 3 от НРЦПГ. Във връзка с този метод на ценообразуване Комисията ежегодно събира отчетни данни за дейността на лицензираните дружества по отношение на инвестиции, изградена мрежа, брой потребители, консумация, които се съпоставят с данните по одобрените от Комисията бизнес планове.

КЕВР определя целева норма на възвръщаемост на собствения капитал за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и утвърждава разходнообразувани тарифни структури по обосновано предложение на дружествата за разделяне на клиентите по групи и подгрупи в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или друг признак, за които да бъдат утвърдени съответни цени. Действащите тарифни структури и цени за крайните клиенти на газоразпределителните дружества са обособени в зависимост от принадлежността на потреблението (битови и небитови), равномерност и неравномерност на потреблението и съответна консумация.

ЗЕ и Наредба № 4 от 05 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи уреждат задължението на оператора на газопреносна мрежа да присъединява към своята мрежа в определена от него точка газоразпределителните дружества, добивните предприятия и предприятията за съхранение на природен газ и задължението на газоразпределителните дружества да присъединяват клиенти при условия на равнопоставеност, като се спазват техническите изисквания за надеждност и безопасност на мрежите.

Съгласно ЗЕ и НРЦПГ Комисията регулира цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи, които се образуват по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Цените за присъединяване към газопреносни и газоразпределителни мрежи на добивни газопроводни мрежи, съоръжения за съхранение на природен газ, съоръжения за втечен природен газ, обекти за производство на газ от възобновяеми източници, газоразпределителни мрежи и небитови клиенти извън горепосочените групи са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за

присъединяване към мрежата на съответното предприятие.

4.1.4. Трансгранични въпроси

Съгласно чл. 170, ал. 1, т. 9 от ЗЕ операторът на газопреносна мрежа 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.

Съгласно чл. 27, § 1 от Регламент (ЕС) № 984/2013 операторите на преносни системи прилагат регламента, като предлагат капацитет посредством една или ограничен брой съвместни уеб-базирани платформи за резервиране в точките на междусистемно свързване. За изпълнение на тези изисквания през 2015 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е стартирало процедура по Закона за обществените поръчки с предмет „Въвеждане в експлоатация и използване на платформа за резервиране на капацитет на точки на междусистемно свързване“.

В чл. 11, ал. 2 от Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ също са предвидени механизми за разпределяне на наличния капацитет за всяка входна и изходна точка и за мрежата като цяло, както следва: пропорционално разпределение; тръжна процедура и открито запитване (в случай на нова газова инфраструктура).

През 2015 г. няма физическо претоварване на мрежата на национално и на трансгранично ниво. Проектният капацитет на националната газопреносна мрежа е 8 млрд. м³, а реалната годишна консумация в страната не надвишава 40% от максимално допустимата проектна консумация.

В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 28 от ЗЕ КЕВР осъществява сътрудничество по въпроси от трансграничен характер с регулаторните органи на други държави - членки на Европейския съюз и с ACPE, и сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи.

През 2015 г. КЕВР осъществи сътрудничество и консултации с националните регулаторни органи на Румъния (ANRE) и Гърция (RAE) във връзка с необходимостта от прилагане на временни мерки по чл. 46 и сл. от Регламент (ЕС) № 312/2014, предложени от българския оператор на преносна система „Булгартрансгаз“ ЕАД и от румънския и гръцкия оператори на преносни системи - S.N.T.G.N TRANSGAZ S.A. Medias и DESFA S.A, съответно. В сътрудничество с Гръцкия регулаторен орган RAE КЕВР одобри Актуализирани указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка (IGB INTERCONNECTOR) съгласно параграф 6 на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ - Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет и проект на Известие за участие във Фаза I Изразяване на интерес (декември 2015 г.) и неговите приложения.

4.1.5. Съответствие

В чл. 21, ал. 1, т. 31 на ЗЕ е транспонирано задължението на регулатора по чл. 41, §1, б. „г“ от Директива 2009/73/ЕО, а именно –

да прилага и контролира изпълнението на правнообвързващи решения на Европейската комисия или на Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия.

По отношение на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на сертифициран независим преносен оператор, правомощията на Комисията по регулиране на дейността му са регламентирани в чл. 21, ал. 3 от ЗЕ. КЕВР следи също за изпълнението на задълженията на отговорника по съответствие на независимия преносен оператор да наблюдава изпълнението на програмата за съответствие и да представя на Комисията тримесечни доклади за изпълнението ѝ, както и годишен доклад, в който да посочва взетите мерки за изпълнение на програмата за съответствие. Видно от постъпилите в КЕВР доклади от отговорника по съответствието, за 2015 г. не са налице нарушения

при прилагането на програмата за съответствие. Съгласно чл. 81г, ал. 5 от ЗЕ КЕВР наблюдава и оценява изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, който операторът на преносна мрежа разработва и след консултиране с всички заинтересовани страни предоставя на Комисията ежегодно за одобрение. Комисията проучва дали Десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации, и дали той е в съответствие с Десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. КЕВР има правомощие, когато независимият преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, да задължи оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата.

4.2. Насърчаване на конкуренцията

Основни участници на пазара на природен газ в страната са:

- „Булгартрансгаз” ЕАД – комбиниран газов оператор, отговорен за осъществяване на дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“;

- „Булгаргаз” ЕАД – обществен доставчик на природен газ в България, осигуряващ доставката на природен газ при регулирани от КЕВР цени;

- търговци на природен газ – сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайни снабдителни, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбиниран оператор;

- газоразпределителни дружества – съвместяват дейността „разпределение на природен газ“ с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като доставят природен газ до клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи на лицензираните територии. В тази връзка, по отношение на съществуващите газоразпределителни дружества се прилага чл. 44, ал. 4 от ЗЕ, съгласно която 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. В Република България няма дружество, което да има повече от 100 000 присъединени клиенти. В края на 2015 г. дружествата, които извършват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, са 25 и същите упражняват своята дейност на 35 лицензирани територии;

- небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносната мрежа;

- небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителни мрежи и

- битови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителни мрежи.

Разгледан е пазарът на природен газ в страната – вносът и местният добив на природен газ, основните участници на пазара на природен газ и е описано потреблението на природен газ. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2000-2015 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2015 г.

4.2.1. Пазари на едро

Съгласно действащата „Енергийна стратегия на България“ и в съответствие с Директива 2009/73/ЕО и Регламент (ЕО) № 715/2009, през 2015 г. газовият сектор в Република България се развива в посока на либерализация на пазара.

В съответствие с основните цели на Директива 2009/73/ЕО и с Регламент (ЕО) № 715/2009, за постигане на напълно действащ вътрешен пазар с недискриминационен достъп до газопреносните мрежи и справедливо определяне на цените на природния газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД са отделени като самостоятелни стопански субекти. По този начин се осъществява юридическото, функционалното и счетоводното отделяне на дейностите по пренос на природен газ, осъществявана от независимия преносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД, и обществена доставка на природен газ, осъществявана от „Булгаргаз“ ЕАД.

Доставката и снабдяването с природен газ на територията на Република България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества. По транзитния газопровод, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се извършва пренос на природен газ до териториите на Гърция, Македония и Турция.

Дейностите „обществена доставка на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, съгласно ЗЕ са услуги от обществен интерес и като такива се осъществяват от лицензирани дружества.

Дейността „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 договор между обществения доставчик от една страна, и ООО „Газпром экспорт“, от друга страна.

Делът на местния добив за осигуряване на нуждите на вътрешния пазар е незначителен. През 2015 г. „Булгаргаз“ ЕАД има сключен договор за покупко-продажба на природен газ от местен добив с „Петрокейтик“ ЕООД.

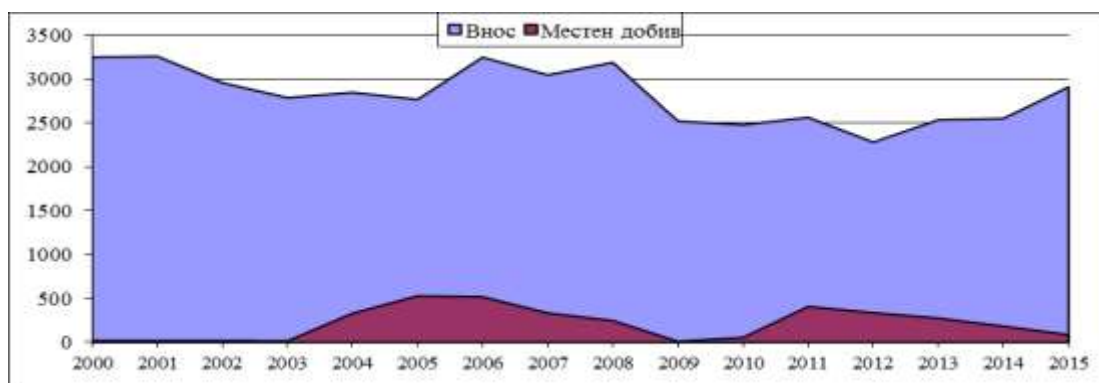
През 2015 г. доставките на природен газ за българския пазар са осъществявани от ООО „Газпром экспорт“, „Овергаз Инк.“ АД (внос), „Петрокейтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД (местен добив).

През 2015 г. на пазара на природен газ участват общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, търговци на природен газ от местен добив и един търговец, който внася природен газ и продава на газоразпределителни дружества и на крайни клиенти.

Тенденциите в доставките на природен газ за вътрешния пазар на Република България са представени в следната таблица и графика:

Внос и местен добив на природен газ в млн. м³ за периода 2000-2015 г.

Година	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Внос	3250	3260	2958	2788	2848	2768	3249	3048	3190	2521	2480	2563	2281	2535	2551	2911
Местен добив	18	18	19	13	329	528	517	333	246	9	54	406	336	274	182	85
Общо:	3268	3278	2977	2801	3177	3296	3766	3381	3436	2530	2534	2969	2617	2809	2733	2996

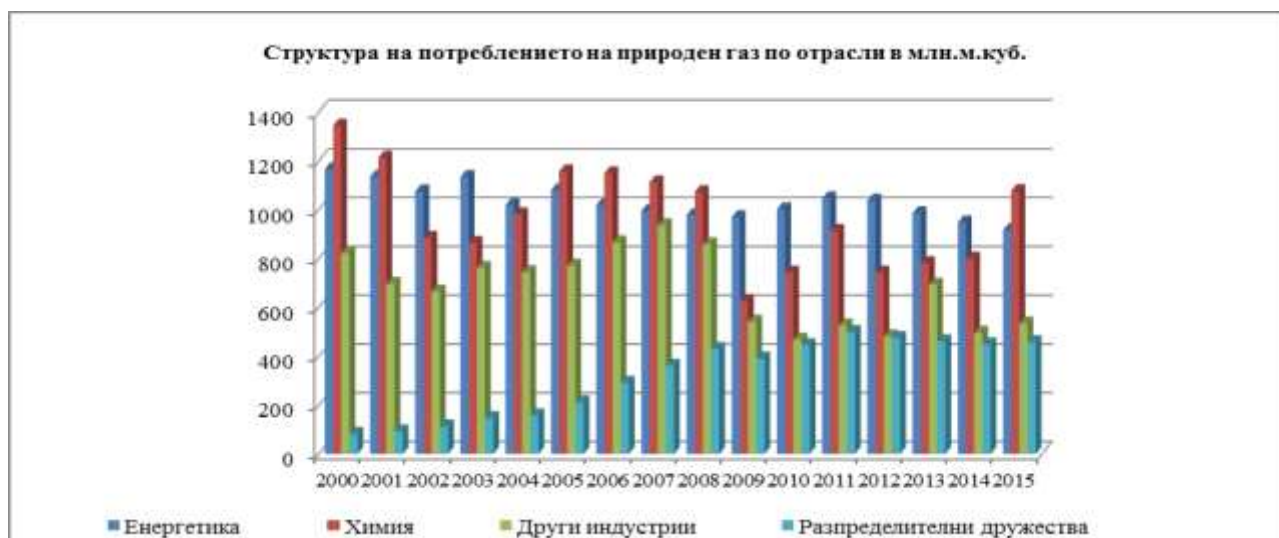


Количеството реализиран природен газ през 2015 г. е 2 987 млн. м³, като по отделни отрасли структурата на консумацията е следната:

- енергетика – 917 млн.м³, или 31%;
- химическа индустрия – 1 077 млн.м³, или 36%;
- други индустрии – 535 млн.м³, или 18%;
- разпределителни дружества – 458 млн.м³, или 15%.

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

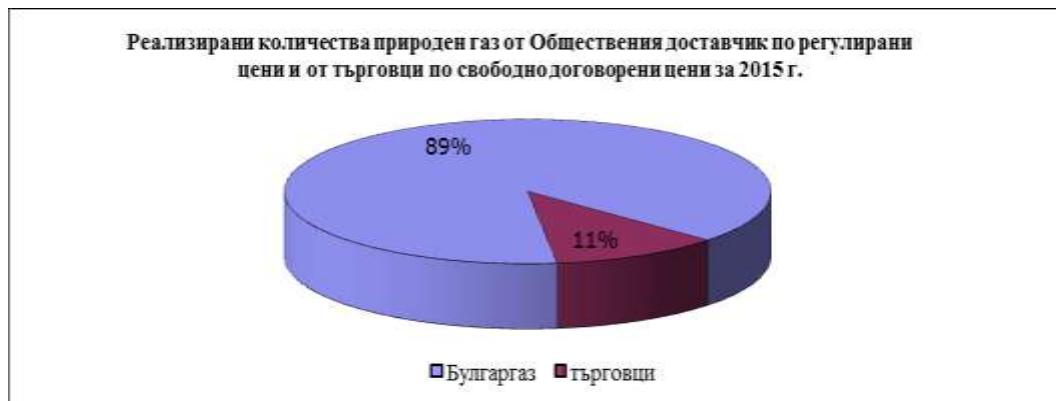
Година / Потребител	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Енергетика	1167	1136	1076	1135	1021	1081	1019	996	979	970	1003	1047	1038	987	949	917
Химия	1345	1214	886	865	982	1158	1150	1113	1073	627	743	914	743	782	800	1077
Други индустрии	823	697	666	763	745	772	867	937	859	542	469	527	482	694	497	535
Разпределителни дружества	82	93	113	147	158	212	291	362	430	391	446	499	475	462	449	458
Общо	3417	3140	2741	2910	2906	3223	3327	3408	3341	2530	2661	2987	2738	2925	2695	2987



**Динамика на потреблението на природен газ в България в млн. м. куб.
за периода 2000 – 2015 г.**



„Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ по регулирани от КЕВР цени, като делът на обществения доставчик в продажбата на природен газ за 2015 г. е 89%. Останалите 11% са реализирани от търговци по свободно договорени цени. В следващата графика е представено съотношението на реализираните количества природен газ от обществения доставчик (на газоразпределителни дружества и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа) по регулирани цени и от търговците на природен газ, на газоразпределителните дружества и клиентите по свободно договорени цени.



Съгласно чл. 180, ал. 1 от ЗЕ всеки клиент, присъединен към газопреносна или газоразпределителна мрежа, има право да избира доставчик на природен газ. От това право през 2015 г. са се възползвали трима стопански клиенти и петте газоразпределителни дружества от групата на „Овергаз Инк.“ АД. От това право през отчетната година не са се възползвали битови клиенти.

Пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа

През 2015 г. основни клиенти на услугата „пренос на природен газ“ през газопреносните и газоразпределителните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и „Овергаз Инк.“ АД.

Доставката на природен газ до клиенти на територията на Република България се осъществява основно по националната газопреносна мрежа, състояща се от 1835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения високо налягане, три компресорни станции с обща инсталирана мощност от 58 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, системи за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и други съпътстващи съоръжения. Мрежата притежава достатъчен капацитет за задоволяване на потреблението на природен газ в страната, като през 2015 г. е използван до 40% от максималния технически капацитет на мрежата. Природният газ, който се пренася по националната газопреносна мрежа, се осигурява от внос от Русия (приблизително 97.4%) и местен добив (приблизително 2.6%). Наблюдава се увеличение с 10.5% на пренесените количества природен газ през 2015 г. спрямо пренесените количества през 2014 г.

Пренос на природен газ по газопреносна мрежа за транзитен пренос

„Булгартрансгаз“ ЕАД извършва 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 направления се осъществява съответно на газоизмервателна станция (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 му на действие е продължен до 2030 г.

През 2015 г. пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос са 13.51 млрд.м³ или с 8.8% по-малко в сравнение с 2014 г. (14.82 млрд.м³). В разпределението на транзитирания природен газ по направления се

наблюдава намаление на дела по направление към Турция, увеличение на дела по направление към Гърция, а по направление към Македония делът на пренесения природен газ остава същия като предходната година. През 2015 г. транзитираните количества природен газ за Турция са 11.39 млрд.м³ или с 11.98% по-малко в сравнение с 2014 г. (12.94 млрд. м³), за Гърция са 1.98 млрд.м³ или с 13.14% повече в сравнение с 2014 г. (1.75 млрд.м³), за Македония са 0.14 млрд.м³ или без изменение в сравнение с 2014 г. (0.14 млрд.м³).

Съхранение на природен газ

Дейността „съхранение на природен газ“ се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен“, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. 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 2015 г. са нагнетени 288 млн. м³ природен газ и са добити 279 млн. м³. Общественият доставчик е основния клиент на услугата „съхранение на природен газ“.

4.2.2. Пазар на дребно

Снабдяването с природен газ на територията на Република България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за клиентите, пряко присъединени към нея, и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества. При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ КЕВР отчита особеностите на пазара, включително факта, че необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната е в процес на изграждане и присъединените битови клиенти към газоразпределителните мрежи са малко. Потреблението на битовия сектор е много ниско – 2.28% от общото потребление в страната. През 2015 г. основната част от реализацията на природен газ е за индустриални цели – 97.72%.

Прилаганият от КЕВР регулаторен механизъм осигурява стимули за газоразпределителните дружества за продължаващо развитие на газоразпределителните мрежи и присъединяване на нови клиенти с цел постепенно увеличаване на консумацията на природен газ. Като дейност, насърчаваща конкуренцията на пазара, може да се посочи, 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.

Съгласно ЗЕ не се изисква издаване на лицензия за дейността търговия с природен газ, като по този начин пазарът за търговия с природен газ е освободен 100%. Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдители с природен газ, операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, операторите на съоръжения за втечнен природен газ, търговците на природен газ или клиентите – от друга, сключват сделки с природен газ помежду си при свободно договорени цени.

Съгласно разпоредбите на ЗЕ и на Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи всички клиенти имат право да избират 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 от клиенти на енергийните предприятия.

Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните дружества за изпълнение на заложените в одобрените им бизнес планове параметри,

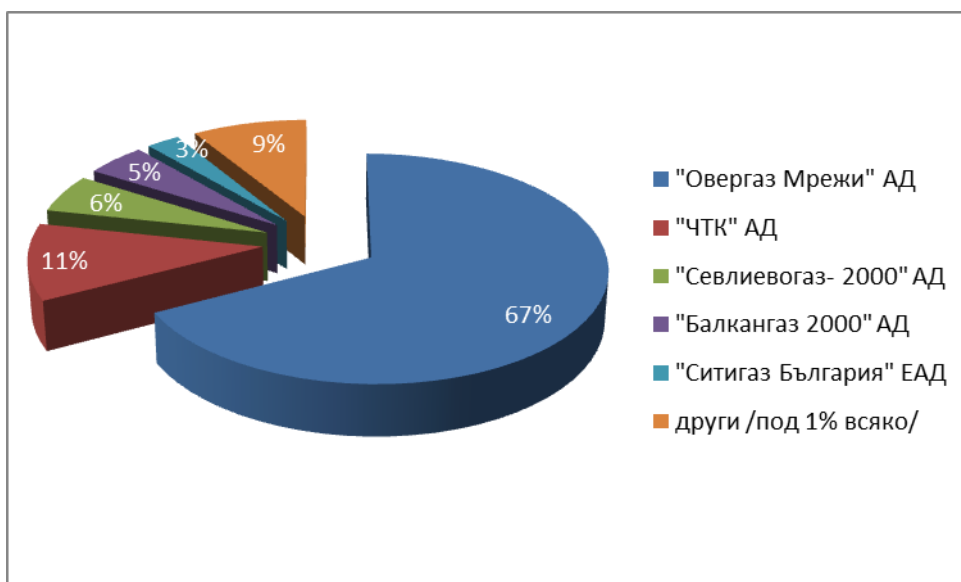
свързани със задълженията им по лицензиите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Резултатите от дейността на газоразпределителните дружества през 2015 г. са представени в таблицата по-долу:

Параметър	Изградена мрежа за 2015 г.	Инвестиции за 2015 г.	Брой клиенти (с натрупване) към 31.12.2015 г.		Консумиран природен газ, хм ³ за 2015 г.	
			небитови	битови	небитови	битови
Газоразпределителни дружества	л.м.	хил. лв.				
Общо:	110 256	17 943	6 263	75 357	397 515	67 730

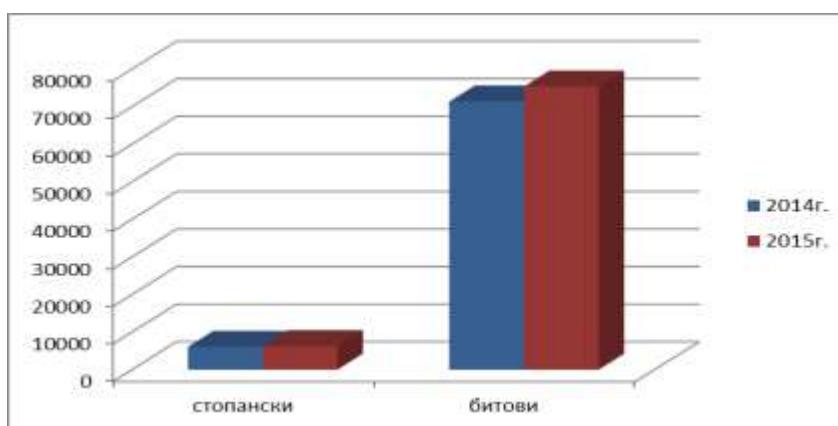
По данни на газоразпределителните дружества общият брой на клиентите в сектор „Природен газ“ през 2015 г. е 81 620, от тях – 75 357 (92%) битови клиенти и 6 263 (8%) небитови клиенти.

Разпределението на потребителите на природен газ по дружества е представено в графиката по-долу:



„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-много клиенти – 54 969, което е 67% от всички потребители на природен газ в страната, следвано от „Черноморска технологична компания“ АД с 11% и „Севлиевогаз – 2000“ АД с 6%.

Броят на клиентите (битови и небитови) на газоразпределителните дружества през 2015 г. е нараснал от 77 475 за 2014 г. на 81 620, което е над 5% увеличение за година. Броят на битовите клиенти е нараснал с почти 6%, а на небитовите – с почти 3%.



Сравнително ниският процент на нарастване на броя на небитовите клиенти през отчетната година се дължи главно на постигнатото добро уплътнение на газоразпределителната мрежа при небитовите клиенти, което в края на 2014 г. е било над 80%. Потенциалът за увеличаване на небитовите клиенти на природен газ е нисък, тъй като негазифицираните обекти основно са малки и се оценява за неефективно преминаването им на природен газ, поради твърде високата първоначална инвестиция. По същата причина, въпреки високия потенциал, поради високата първоначална инвестиция, развитието на битовата газификация е бавно и не може да се очаква бързо повишаване на уплътнението на мрежата.

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

През изминалата 2015 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 от 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 регламентирани от законодателя в 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 конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените на природния газ при пазарни условия, се осигурява посредством ефективно отваряне на пазара като част от единния пазар на природен газ в Европейския съюз, което е в интерес на гражданите и на индустрията. Това се осъществява и 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 на гарантиране на сигурността на доставките в региона.

4.3. Сигурност на доставките

Съгласно чл. 4, ал. 2, т. 4а от ЗЕ министърът на енергетиката е компетентният национален орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла на Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета. Съгласно чл. 72а на ЗЕ, министърът на 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.

КЕВР участва със свои представители в междуведомствената работна група, създадена със заповед на министъра на енергетиката, която актуализира тези документи и оценката на риска в съответствие с изискванията на чл. 5, параграф 4, чл. 9, параграф 4 и чл.10, параграф 2 на Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ.

4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението

През 2015 г. доставките на природен газ за българския газов пазар се осъществяват от: ООО „Газпром экспорт“; „Овергаз Инк.“ АД и „Петрокептик“ ЕООД.

От началото на 2013 г. и през 2015 г. „Булгаргаз“ ЕАД закупува природен газ въз основа на договор с ООО „Газпром экспорт“. През 2015 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 през 2015 г. се осигурява от „Петрокептик“ ЕООД.

През годината доставките на природен газ се осъществяват от един източник (Руската Федерация) по едно трасе – през териториите на Украйна, Молдова и Румъния.

4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици

В одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. е представен сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2015 – 2024 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2015 – 2019 г.; прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Описани са мерките за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 по Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския Парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на 20 г. В случай на такова прекъсване капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на търсенето на природен газ в района. Разработени са два основни сценария за изпълнение на изискванията относно стандарта за инфраструктура при формулата N-1, а именно: базов (съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2016 г.) и целеви (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и нови находища от местен добив). Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че, в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Република България за един ден на изключително голямо търсене на газ.

Същевременно анализът показва, че при реализация на проектите „от общ интерес“ България ще изпълни стандарта за инфраструктура до 2017 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура в одобрения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 – 2024 г. са предвидени няколко основни проекта, а именно - за модернизиране на националната газопреносна инфраструктура; за модернизиране на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) и проекти за изграждане на

междусистемни газови връзки. Предвидените за периода 2015 – 2024 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

- повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на газ в страната и региона, чрез инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен”, инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията, инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа;

- осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до газ на различни цени и възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори „Южен поток” и с проектите от Южния газов коридор - Трансанадолски газопровод (TANAP), Трансадриатически газопровод (TAP), както и други паневропейски проекти, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите;

- гарантиране на сигурността на газовите доставки за страната чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи; инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, на съоръженията за добив и нагнетяване, така и за повишаване на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ;

- достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез: разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната; изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносна мрежа на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Други мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици са:

- 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. м³/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 – съхранените в ПГХ „Чирен” количества природен газ са предназначени основно за компенсиране на неравномерното потребление, както и за гарантиране на сигурността на доставките в случай на дефицит на природен газ. Съхраненото количество природен газ в началото на 2015 г. е 238 млн. м³. През 2015 г. са нагнетени 288 млн. м³ природен газ и са добити 279 млн. м³;

- проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ и развитие на газовата мрежа в региона с оглед гарантиране непрекъсваемост и сигурност на доставките на природен газ са:

Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB): Проектирана е с цел пренос на природен газ между Гърция и България чрез свързване на националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора, с газопрееносната мрежа на ДЕСФА С.А., Гърция в района на гр. Комотини. 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. На територията на Република България се предвижда изграждане на отклонения до района на градовете Кърджали и Димитровград. На територията на Гърция, във връзка с развитието на Южния газов коридор, се предвижда възможност за свързване на IGB с газопровода ТАР и с газопрееносната инфраструктура на ДЕСФА С.А.

Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери БЕХ ЕАД (50 %) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). За реализацията на проекта е осигурено съфинансиране от „Европейската енергийна програма за възстановяване“ под формата на безвъзмездна финансова помощ. Подписан е и мандат с Европейската банка за възстановяване и развитие за стартиране на преговори с цел финансиране на фаза изграждане. Междусистемната газова връзка Гърция – България е проект, включен в списъка с проекти от „общ интерес“, публикуван от Европейската комисия през месец ноември 2015 г. съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. Интерконекторът се очаква да бъде изграден през 2018 г.

С Решение № У - 2 от 27.11.2015 г. КЕВР одобри Актуализирани указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка (IGB INTERCONNECTOR) съгласно параграф 6 на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ - Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет. Проектът на Известие за участие във Фаза I Изразяване на интерес (декември 2015 г.) и неговите приложения са одобрени от Комисията с Решение № У - 3 от 10.12.2015 г.;

Междусистемна газова връзка България – Румъния (IBR): Реверсивната междусистемна връзка има за цел свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Румъния. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15 км на българска територия, 7.5 км на румънска територия и 2.1 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/г. (в посока от Румъния към България), при диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 50 bar. Проектът е разделен на три части: участък под р. Дунав; наземна част на българската територия и наземна част на румънска територия. Наземната част на газопровода, намираща се на българската територия, вече е изградена. Положен е оптичният кабел под река Дунав. Предвидено е газопроводът да бъде въведен в експлоатация през 2016 г., след финализиране на строителните дейности, свързани с изграждането на основния участък под река Дунав.

С финализирането на проекта ще стане възможна доставката на природен газ от Румъния, както и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопрееносната мрежа. Проектът се изпълнява съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г. Съгласно Решение на Европейската Комисия С(2010)5962 от 06.09.2010 г. на двете дружества е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ в размер до 8.9 млн. евро;

Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS): Междусистемната реверсивна газова връзка има за цел свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Сърбия. По предварителна техническа информация дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 150 км, от които на българска територия около

61.6 км, а мястото на включване на газопровода към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м³, а максималният - 3.2 млрд. м³. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 2018 г.

Проектът се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“ 2007 – 2013 г. за дейностите, включени в Първа фаза на проекта. Стартирана е процедура за получаване на финансиране за Втората фаза на проекта, като строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.“.

С реализирането на проекта ще стане възможно осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на българската газопреносна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации интерконекторът ще бъде използван за доставка на природен газ от Сърбия.

Междусистемната връзка е един от българските газови проекти, включени в списъка с проекти от „общ интерес“, публикуван от Европейската комисия през месец ноември 2015 г. съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013;

Междусистемна газова връзка Турция – България (ITV): Проектът за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и Боташ, Турция, ще осигури възможност за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. ITV представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км, от които приблизително 75 км на българска територия, с капацитет от 3 млрд. м³/г. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ITV е 2020 г.

Проектът, като част от приоритетния Южен газов коридор, е ключов по отношение на сигурността и диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ към/през България и региона. Изпълнението му е в пряка връзка с постигането на необходимите условия за създаване на конкурентен газов пазар, повишаване на гъвкавостта на системите и пазарната интеграция. ITV може да осигури достъп до всички настоящи и бъдещи входни точки и източници на Турция – азербайджански и друг природен газ, както и LNG спот доставки от съществуващите терминали в Турция.

Междусистемната връзка Турция – България е проект от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране в размер на до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy).

С развитието на проектите за междусистемни връзки с Румъния, Гърция, Турция и Сърбия се очаква в близките години броят на входните точки, през които постъпва природен газ в газопреносната мрежа, да се увеличи значително. Тези проекти 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 клиентите 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 природен газ и от LNG терминалите в тези страни;

Проектът Eastring – България е подпроект на клъстерния проект „Eastring“ – проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване (IP) с външна граница на Европейския съюз на територията на България, като проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура, с оптимизация на съществуващата в страните по трасето

на коридора. Разработената на този етап и включена в общия Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG (TYNDP) 2015 – 2024 г. концепция Eastring предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България и е представен като клъстер от проекти, както следва: Eastring – България, Eastring – Румъния, Eastring – Унгария, Eastring – Словакия.

В рамките на проекта се разглеждат различни варианти на трасе. Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа – първият да бъде въведен в експлоатация през 2019 г., като осигури капацитет 570 GWh/d, а вторият етап – през 2023 г., с достигане на капацитет 1140 GWh/d. „Булгартрансгаз“ ЕАД е отговорно за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за първия етап от развитието на проекта се предвижда да се изгради нов газопровод с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на Европейския съюз на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За втория етап от развитието на проекта се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена е възможност за свързване на Eastring с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/d.

Регионалният газов хъб е свързан с развитие на газовата инфраструктура на територията на България. В тази връзка разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД концепция е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват значителни количества природен газ от различни източници за по-нататъшно транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ – хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на газовия център е подкрепена със стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия.

Създаването на газов хъб цели да бъде изградена необходимата газопреносна инфраструктура, която да свърже пазарите на природен газ за страните-членки в региона – България, Гърция, Румъния, Унгария, Хърватия, Словения и през тях за страните-членки от Централна и Западна Европа, както и за държавите от Енергийната общност, като по този начин допринесе за постигането на основните приоритети на европейската енергийна политика. В хъба биха могли да постъпват количества природен газ от различни източници – руски природен газ през нов морски газопровод и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море – българския (от блокове „Хан Аспарух“, „Силистар“, „Терес“) и румънския; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ

5.1. Защита на потребителите

5.1.1. В сектор „Електроенергетика“

В изпълнение на изискванията на чл. 37, параграф 1, б. „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.

Съгласно измененията на ЗЕ (в сила от 15.05.2015 г.) в Раздел VI – „Мерки за защита на потребителите на енергийни услуги“, в изпълнение на изискването на чл. 37, параграф 1, б. „п“ от Директива 2009/72/ЕО, са регламентирани задължения на енергийните предприятия да предоставят на своите клиенти информация за:

- реално потребените количества и стойността на предоставената услуга в съответствие с договорената периодичност на отчитане без задължение за допълнително плащане за тази услуга;

- условията за предоставяне на електронна информация за фактурирането и електронни фактури;

- доставчикът на енергия или природен газ предоставя на друг доставчик на енергия или природен газ данни за потреблението на битов клиент, когато това е предвидено в изрично споразумение между клиента и доставчика на енергия или природен газ.

Тези разпоредби гарантират на клиентите достъп до данни за потреблението на енергия, предоставянето в лесно разбираем формат и ползването на данните за потреблението. Клиентите разполагат с данните за потреблението си и могат, съгласно споразумение и без допълнителни разходи, да предоставят тези данни на всяко лицензирано дружество за доставка, с което е транспонирано изискването на приложение I, буква з) от Директива 2009/72/ЕО.

5.1.2. В сектор „Природен газ“

При изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи от определени в Закона за енергетиката (ЗЕ) общи принципи, включително осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти и създаване на гаранции за защита на крайните клиенти (чл. 23, т. 4, 5 и 12 от ЗЕ). С оглед защита правата на клиентите на енергийните предприятия КЕВР осъществява тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, Омбудсмана на република България, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

КЕВР като специализиран държавен орган, който осъществява регулирането на дейностите в енергетиката, одобрява общите условия на договорите, предвидени в ЗЕ и правилата за работа с потребителите на енергийни услуги, които изготвят енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес. Този вид договори имат регламентирано в ЗЕ задължително съдържание, с което се гарантират правата на клиентите. Лицензиантите, предоставящи услуги от обществен интерес, са длъжни да осигурят в общите условия на договорите и правилата за работа с потребителите защита на правата на клиентите и равнопоставеност между групите клиенти.

С измененията на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 54 от 17.07.2012 г. бяха въведени мерки за защита на потребителите на енергийни услуги, имащи за цел да осигурят подобряване на защитата на правата им. Поради съществените изменения на действащото законодателство, по своя инициатива КЕВР откри процедура за изменение и допълнение на Общите условия на договорите за продажба на природен газ и Общите условия на договорите за пренос на природен газ по разпределителни мрежи и Правилата за работа с потребители на енергийни услуги, като част от Общите условия. В тази връзка Комисията изиска от операторите на газоразпределителни мрежи да направят предложение за изменение на правилата и общите условия на договорите, като определи подходящ срок за това.

През 2015 г., с измененията и допълненията на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 17 от 06.03.2015 г. и бр. 35 от 15.05.2015 г., са допълнени нови разпоредби, касаещи мерките за защита на

потребителите на енергийни услуги, които целят гарантиране на ефективна и адекватна защита на техните права. В тази връзка, § 42, ал. 1 от Преходни и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 6.03.2015 г.) предвижда крайните снабдителите на природен газ и операторите на газоразпределителни мрежи да направят предложение до Комисията за изменение на общите условия по договорите в съответствие с измененията и допълненията на ЗЕ.

В процес на одобрение от КЕВР са: Общи условия на договорите за снабдяване с природен газ от краен снабдител по чл. 183а от Закона за енергетиката; Общи условия на договорите за пренос на природен газ по разпределителни мрежи по чл. 183б от Закона за енергетиката; Правила за работа с потребители на енергийни услуги.

ЗЕ изисква енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, да определят в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението, и за преустановяване на снабдяването на уязвими клиенти. По данни на дружествата броят на регистрираните уязвими клиенти за 2015 г. в сектора е 4.

КЕВР осигурява наблюдение и 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.

5.2. Уреждане на спорове

Условията и редът за подаване и разглеждане на жалби са регламентирани в ЗЕ и НЛДЕ. Комисията разглежда жалби на:

1. Ползватели на мрежи и съоръжения срещу оператори на преносни и разпределителни мрежи, добивни предприятия, оператори на съоръжения за съхранение на природен газ и оператори на съоръжения за втечен природен газ, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон, и на потребители срещу В и К оператори, свързани с предмета на регулиране по Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги;

2. Клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдителите, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон;

3. Лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност по този закон, както и на В и К оператори срещу В и К оператори, свързани с предмета на регулиране по Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги.

В двумесечен срок от подаване на жалба по т. 1, т. 2 и т. 3 Комисията може да съдейства за доброволно уреждане на спора. Срокът може да бъде продължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от Комисията. Процедурата е доброволна и поверителна. При доброволното уреждане на спорове Комисията не се произнася с решение, като процедурата завършва със споразумение. В нея участват страните по спора и помирител – член от работната група от КЕВР, на която е възложена преписката по жалбата. Помирителят използва всички разумни средства и усилия за разрешаване на спора, като може да предложи на страните решение на спора и при съгласие да оформи писмено споразумението.

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. В случаите, когато Комисията приеме жалба за основателна, тя с решение дава задължителни указания по прилагането на закона. Решенията на Комисията подлежат на обжалване пред Административен съд София-град по реда на Административнопроцесуалния кодекс.

Съгласно нормативната уредба КЕВР разполага с правомощия, които ѝ позволяват да изпълнява задълженията, посочени в Директива 2009/72/ЕО и Директива 2009/73/ЕО, а именно - да действа като орган по уреждане на спорове по отношение на всяка жалба/оплакване срещу оператор на преносна или разпределителна система във връзка с задълженията на този оператор; да излиза с решение в срок от два месеца след получаване на жалбата, като този срок може да бъде удължаван с два месеца, когато се изисква допълнителна информация. Този удължен срок може да бъде допълнително продължен със съгласието на жалбоподателя. Решенията на регулаторния орган имат обвързваща сила, ако и докато не бъде отменено при обжалване.

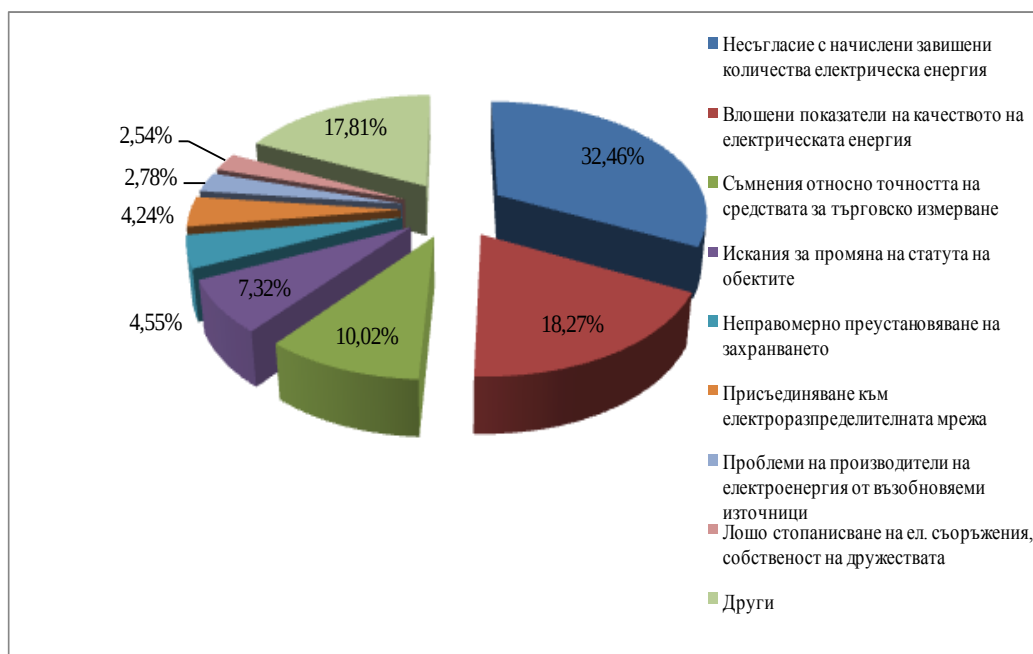
5.2.1. В сектор „Електроенергетика“

За 2015 г. в КЕВР са постъпили 1 297 бр. жалби по реда на чл. 22 от ЗЕ.

Исканията на потребителите в жалбите се отнасят основно до:

- несъгласие с начислени завишени количества електрическа енергия - 421;
- влошени показатели на качеството на електрическата енергия - 237;
- съмнения относно точността на средствата за търговско измерване -130;
- искания за промяна на статута на обектите - 95;
- неправомерно преустановяване на захранването - 59;
- присъединяване към електроразпределителната мрежа - 55;
- проблеми на производители на електроенергия от възобновяеми източници -36;
- лошо стопанисване на ел. съоръжения, собственост на дружествата - 33.
- други – изкупуване на енергийни съоръжения по § 4 от ЗЕ, сключване на договор за достъп през чуждо съоръжение, непредоставяне на данни от измерване на количества електрическа енергия - 231.

Разпределението на жалбите според предмета на оплакването е представено в следната диаграма:

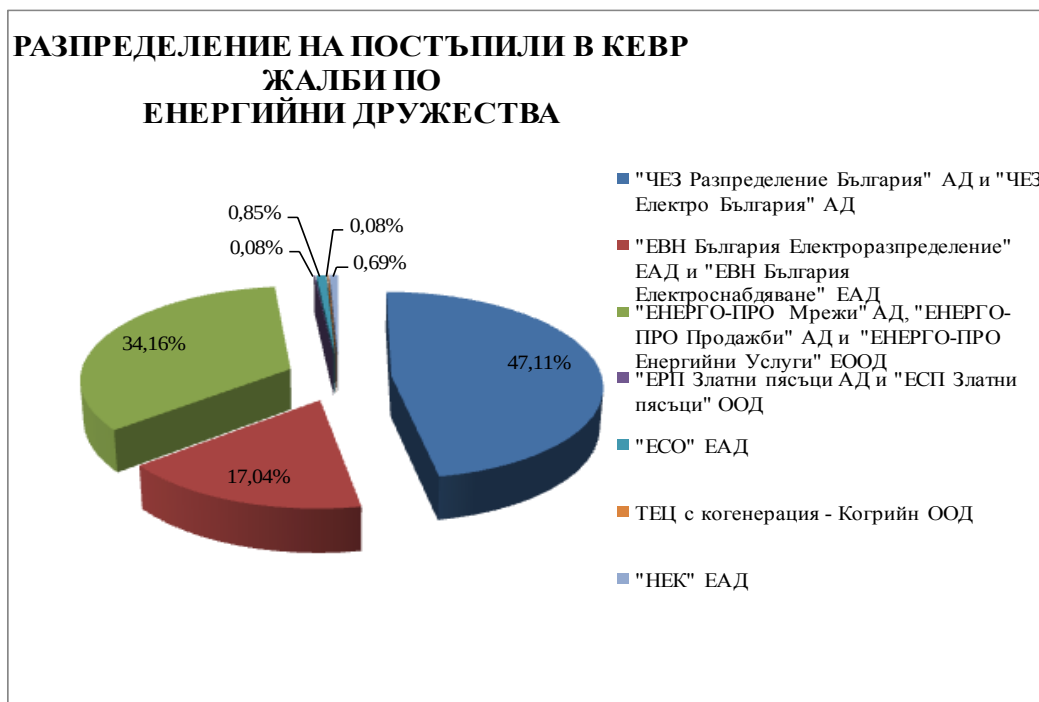


Жалбите на потребители срещу енергийните дружества са, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД – 611;
- „Енерго-Про Мрежи“ АД, „Енерго-Про Продажби“ АД и „Енерго-Про Енергийни Услуги“ ЕООД – 443;

- „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – 221;
- ЕСО ЕАД – 11;
- НЕК ЕАД – 9;
- „ЕРП Златни пясъци“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД – 1;
- ТЕЦ с когенерация - „Когрийн“ ООД – 1.

Разпределението им в проценти е представено в следната диаграма:



5.2.2. В сектор „Природен газ“

През 2015 г. в КЕВР са подадени общо 28 сигнали, запитвания и жалби, от които 17 жалби – 16 жалби от клиенти по чл. 22 от ЗЕ и 1 жалба от лицензиант за извършване на дейности по ЗЕ без лицензия. По получените сигнали и запитвания са извършени проверки по документи и изготвени отговори, които са изпратени на адресатите.

По три от жалбите Комисията се е произнесла с решение. В резултат от извършената проверка по жалба от ползвател на мрежа срещу отказ на оператор на газоразпределителна мрежа за предоставяне на достъп до газоразпределителната мрежа във връзка със смяна на доставчика КЕВР прие, че жалбата е основателна и даде задължителни указания на оператора да извърши смяна на доставчика на природен газ на ползвателя на мрежата съгласно законоустановената процедура и да му предостави достъп до газоразпределителната си мрежа във връзка със смяната на доставчика. Задължителните указания са изпълнени от дружеството в определения срок. По две от жалбите Комисията прие, че са неоснователни и прекрати преписките.

В резултат на извършената проверка по жалба за извършване на дейности по ЗЕ без лицензия длъжностните лица от Комисията са констатирали нарушения на ЗЕ и е съставен акт за установяване на административно нарушение, въз основа на който е издадено наказателно постановление от председателя на КЕВР за налагане на имуществена санкция.

Една жалба е изпратена на Комисия за защита на конкуренцията, а останалите са изпратени на газоразпределителните дружества - за решаване по компетентност.

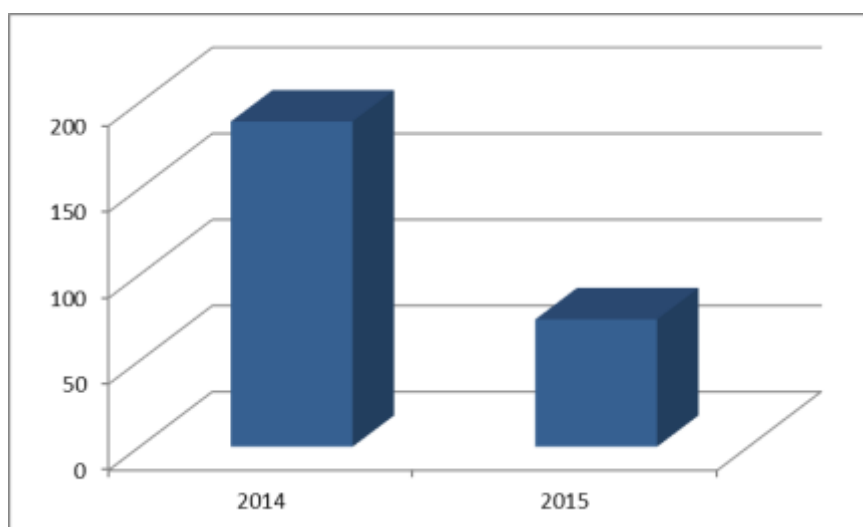
Класификацията на подадените в КЕВР жалби от клиенти (по чл. 22 от ЗЕ) през 2015 г., съгласно годишни газови индикатори на CEER, е както следва:

1. Присъединяване към газоразпределителната мрежа (Connection to the grid) – 2 бр.;

2. Неточно измерване на потребено количество природен газ (Metering) – 0 бр.;
3. Качество на доставките (Quality of supply) – 0 бр.;
4. Нелоялни търговски практики (Unfair commercial practices) – 1 бр.;
5. Договори, продажби (Contracts and sales) – 0 бр.;
6. Възстановяване на газоснабдяването (Activation) – 0 бр.;
7. Прекъсване на газоснабдяването, поради липса или забавяне на плащането (Disconnection due to no or late payment) – 6 бр.;
8. Фактуриране (Invoicing/billing and debt collection) – 4 бр.;
9. Цена – (Price/tariff) – 0 бр.;
10. Обезщетение (Redress) – 0 бр.;
11. Смяна на доставчик (Provider change/switching) – 1 бр.;
12. Обслужване на клиенти (Customer services) – 2 бр.



През 2015 г. броят на жалбите, подадени в газоразпределителните дружества, е 74. Спрямо 2014 г., когато са били 189, през 2015 г. броят им е намалял значително, като намалението е над 60 %.



През 2015 г. броят на жалбите от клиенти, получени от газоразпределителните дружества, е под 0.1% от всички битови клиенти на природен газ. Жалби от клиенти са подадени в 11 от общо 35 лицензирани територии в България. Броят на битовите клиенти в тези 11 територии съставлява 80% от всички битови клиенти на природен газ в страната. Най-много жалби от клиенти са подадени в „Овергаз мрежи” АД за

лицензираната територия на Столична община и община Божурище – 30, т.е. 0.14% от битовите клиенти на дружеството са подали жалба. Това представлява 41% от всички жалби в сектора. Общият брой битови клиенти за тази лицензирана територия е 29% от всички битови потребители на природен газ в страната.

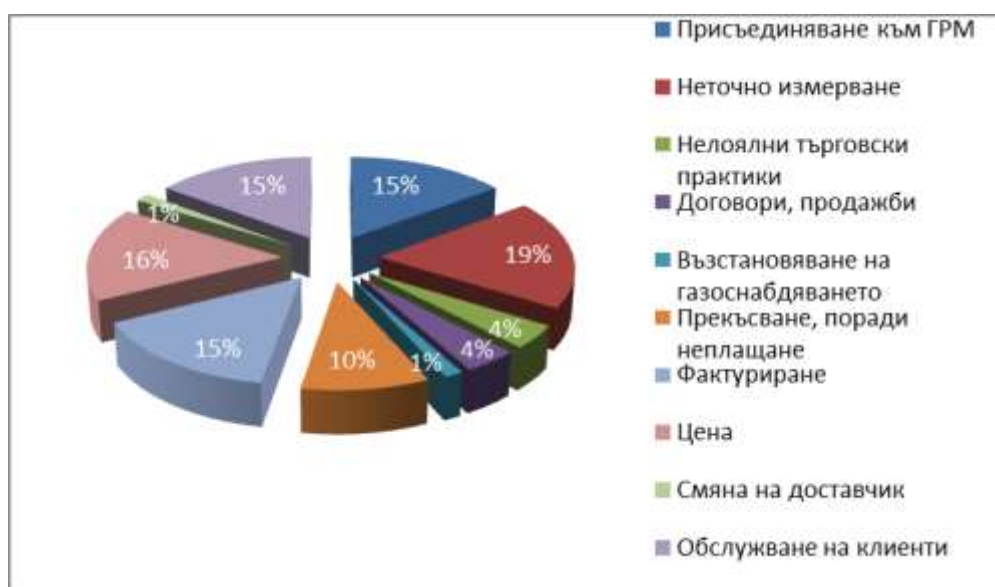
Класификацията на постъпилите в газоразпределителните дружества жалби от клиенти, съгласно годишни газови индикатори на CEER, е както следва:

1. присъединяване към газоразпределителната мрежа (Connection to the grid) – 11 бр.;
2. неточно измерване на потребено количество природен газ (Metering) – 14 бр.;
3. качество на доставките (Quality of supply) – 0 бр.;
4. нелоялни търговски практики (Unfair commercial practices) – 3 бр.;
5. договори, продажби (Contracts and sales) – 3 бр.;
6. възстановяване на газоснабдяването (Activation) – 1 бр.;
7. прекъсване на газоснабдяването, поради липса или забавяне на плащането – (Disconnection due to no or late payment) – 7 бр.;
8. фактуриране (Invoicing/billing and debt collection) – 11 бр.;
9. цена – (Price/tariff) – 12 бр.;
10. обезщетение (Redress) – 0 бр.;
11. смяна на доставчик (Provider change/switching) – 1 бр.;
12. обслужване на клиенти (Customer services) – 11 бр.

Газоразпределителните дружества са разгледали получените жалби и са приели за основателни и съответно са удовлетворили 67 от тях, 7 от жалбите са неоснователни.

През 2015 г. броят на прекъснатите поради неплащане битови клиенти е 1948. Броят на клиентите, чието газоснабдяване е възстановено през същата година след плащане на дължими суми за потребени количества природен газ, е 1800.

Класификация на жалбите, получени в газоразпределителните дружества, според предмета на оплакването:



Както се вижда от графиката по-горе, жалбите са свързани основно с: присъединяване към газоразпределителните мрежи; неточно измерване на потребено количество природен газ; прекъсване поради неплащане; фактуриране; цена; обслужване на клиенти.

През 2015 г. в сектор „Природен газ“ не е прилагана процедура на доброволно уреждане на спорове.

Докладът е приет от КЕВР на основание чл. 8 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация с решение по Протокол № 165 от 28.07.2016 година, т. 1.