



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

**Годишен доклад
за Европейската комисия**

юли 2017 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ	3
1. ПРЕДИСЛОВИЕ	5
2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ	7
2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия	7
2.2. Основни промени в пазара на природен газ	7
3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ	11
3.1. Регулиране на мрежите	11
3.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	11
3.1.2. Техническа експлоатация	13
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	16
3.1.4. Трансгранични въпроси	19
3.1.5. Съответствие	24
3.2. Насърчаване на конкуренцията	25
3.2.1. Пазари на едро	25
3.2.2. Пазар на дребно	32
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)	35
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	35
4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ	35
4.1. Регулиране на мрежите	35
4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	37
4.1.2. Техническа експлоатация	37
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	38
4.1.4. Трансгранични въпроси	41
4.1.5. Съответствие	42
4.2. Насърчаване на конкуренцията	43
4.2.1. Пазари на едро	43
4.2.2. Пазар на дребно	46
4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция	48
4.3. Сигурност на доставките	49
4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	49
4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици	49
5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ	54
5.1. Защита на потребителите	54
5.1.1. В сектор „Електроенергетика“	54
5.1.2. В сектор „Природен газ“	54
5.2. Уреждане на спорове	56
5.2.1. В сектор „Електроенергетика“	56
5.2.2. В сектор „Природен газ“	58

СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ

АСЕР	Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори
БНЕБ ЕАД	„Българска независима енергийна борса“ ЕАД
ВЕКП	Високоэффективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
ВИ	Възобновяеми източници на енергия
ВяЕЦ	Вятърна електрическа централа
ГИС	Газоизмервателна станция
ГРМ	Газоразпределителна мрежа
ГРИТ	Газорегулаторно измервателно табло
ДЕПА	Гръцката енергийна компания
ДЕСФА, DESFA	Гръцкия газопреносен оператор
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕПМ	Електропреносна мрежа
ЕС	Европейски съюз
ЕЦ	Електрическа централа
ЕСО ЕАД	„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД
ЗЕ	Закон за енергетиката
КЕВР, Комисията	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
КЗП	Комисия за защита на потребителите
МОЦДП	Методиката за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД
НЕК ЕАД	„Национална електрическа компания“ ЕАД
НПО	Независим преносен оператор
НРЦЕЕ	Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия
НРЦПГ	Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ
ОП	Оперативна програма
ОПС	Оператор на преносна система
ПГХ „Чирен“	Подземно газохранилище „Чирен“
ПДН	Пазар „ден напред“
ПОИ	Проект от общ интерес
ПТЕЕ	Правила за търговия с електрическа енергия
РАЕ, RAE	Гръцкия енергиен регулаторен орган
РИПС	Региони за изчисляване на преносната способност
СЕЕР, CEER	Съвет на европейските енергийни регулатори
СТП	Стандартизирани товари профили
ФЕЦ	Фотоелектрическа централа
ЦДУ	Централно диспечерско управление
ANRE	Румънския енергиен регулаторен орган
BOTAS	Турския газопреносен оператор
CDP	Платформа за търговско диспечериране
CEF	Програма „Механизъм за свързване на Европа“

CESEC	Инициатива за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа
CR 3	Индекс на концентрация – сума от пазарните дялове на трите най-големи участника на пазара
ENTSOE	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ENTSOG	Европейска мрежа на операторите на газопреносни системи
GRIPs	Регионални инвестиционни планове за развитие на мрежата
HHI	Херфиндал-Хиршман индекс, сума от квадратите на пазарните дялове на участниците на съответния пазар
IBS	Междусистемна газова връзка България – Сърбия
IGB	Междусистемна газова връзка Гърция – България
ITB	Междусистемна газова връзка Турция – България
NC TAR	Мрежови кодекс за хармонизирани тарифни структури за пренос на газ
RBP	Регионална платформа за резервиране на капацитет
TANAP	Трансанадолски газопровод
TAP	Трансадриатически газопровод
VTP	Виртуална търговска точка

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 2016 г. продължи по-нататъшната либерализация на електроенергийния пазар. На 19.01.2016 г. стартира реалната работа на пазара „ден напред“, администриран от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД).

Увеличаваните обеми на търговия с електроенергия ще доведат до пазарно обосновани, прозрачни и обективни цени в резултат на търсенето и предлагането. КЕВР прие необходимата нормативна база, даваща възможност на малкия бизнес свободно да договаря доставки и да сменя доставчика си на електроенергия. С приетата от регулатора Инструкция за смяна на доставчика и с въвеждането на специализираните товари профили, от м.април 2016 г. битовите потребители безплатно могат да сменят доставчика си и при заявено желание от тяхна страна, да се върнат на регулирания пазар. Енергийният регулатор осъществява контрол върху дейността на търговците с цел да не бъдат допуснати злоупотреби и нередности в работата им с потребителите.

Така решенията, взети от КЕВР през 2016 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 2016 г. беше отбелязан сериозен напредък в проектите за междусистемни газови връзки със съседните страни, с цел диверсификация на доставките на природен газ. Завършена беше междусистемната газова връзка с Румъния, ускорена беше подготовката по проекта IGB с Гърция, подписан беше меморандум за газовата връзка със Сърбия. Българският регулатор извърши важни промени в регулаторната база, насочени към либерализацията на газовия пазар. Изменени бяха Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ и бяха приети промени в Правилата за търговия с природен газ. Комисията прие изменения в Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, с което беше въведен европейският входно-изходен модел с различни ценови зони. Одобрени бяха Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс. С активното участие на КЕВР и на гръцкия регулатор RAЕ беше сключено Споразумение за междусистемна свързаност между операторите на газопреносните мрежи на България и Гърция, проведен беше пазарен тест за резервиране на капацитет за междусистемната газова връзка IGB „Комотини - Стара Загора“.

Комисията взе активно участие в процесите по създаване на необходимите условия за постигане на конкурентност и за либерализацията на българския пазар на природен газ, като част от този в ЕС и предприе редица важни стъпки с ключово

значение за постигане на посочените цели, като в изпълнение на своите компетенции изгради единна регулаторна рамка.

КЕВР и през 2017 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 ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ

2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия

През 2016 г. беше проведена първата успешна реална борсова сесия на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД с ден на физическа доставка 20.01.2016 г. В съответствие с член 4, пар. 1, изр. 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, с Решение № НО-1 от 27.01.2016 г., КЕВР назначи БНЕБ ЕАД за „номиниран оператор на пазара на електроенергия“ на територията на Р България, за период от четири години. Изпълнението от КЕВР на посоченото в цитирания по-горе Регламент изискване е свързано с необходимостта от гарантиране на безпроблемно функциониране и единното свързване на пазарите за ден напред и/или в рамките на деня.

От 1 април 2016 г. стартира прилагането на стандартизираните товари профили (СТП). Чрез тях битовите и малките стопански клиенти, за които няма нормативно изискване за почасово измерване на количеството консумирана електрическа енергия, могат да участват на пазара по свободно договорени цени. С приетата от КЕВР Инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на електрическа енергия на клиенти, притежаващи обекти, за които се прилагат стандартизирани товари профили, се въведе възможност за улеснена смяна на доставчика от регулиран на свободен пазар.

В изпълнение на изискванията на 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), КЕВР прие Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ. Методиката регламентира правилата, по които КЕВР ще идентифицира и оценява риска на проектите от общ интерес, които са необходими за реализацията на приоритетните инфраструктурни коридори в енергетиката и постигане на основните цели на енергийната политика на Европейския съюз за конкурентоспособност, устойчивост и сигурност на доставките. Методиката улеснява организаторите на проекти от общ интерес при подготовката на техните проекти и осигурява прозрачност и обективност на оценяването им.

През 2016 г. Комисията прие изменения и допълнения на 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, обн., ДВ, бр. 31 от 04.04.2014 г., изм., бр. 77 от 4.10.2016 г.) с оглед постигане на предвидимост и яснота в инвестиционния процес по присъединяване на обекти към електропреносната и електроразпределителните мрежи. Въведени са конкретни и съкратени срокове в процедурата по присъединяване, в които мрежовите оператори извършват съгласуване на проекти, предлагат становище за условията по присъединяване и проект на договор за присъединяване. Приетите изменения и допълнения имат за цел повишаване ефективността на дейността на операторите на мрежите и на качеството на предлаганите от него услуги.

2.2. Основни промени в пазара на природен газ

През 2016 г. Комисията продължи своята дейност в посока създаване на условия за отваряне на пазара на природен газ и осигуряване на безпрепятствен пазарен достъп за всички участници на пазара, включително за навлизащи нови такива, чрез установяване на прозрачни и справедливи пазарно основани механизми за доставка и пренос на природен газ.

Комисията взе активно участие в процесите по създаване на необходимите условия за постигане на конкурентност и за либерализацията на българския пазар на

природен газ, като част от този в ЕС и предприе редица важни стъпки с ключово значение за постигане на посочените цели.

През отчетната година, в изпълнение на своите компетенции, КЕВР изгради единна регулаторна рамка и имплементира императивните правила на европейското законодателство, свързани с либерализацията и интеграцията на пазара на природен газ. С приетите нормативни актове Комисията дефинира ясни правила за участниците на пазара на природен газ, които да окажат положително въздействие върху него и да допринесат за създаване на конкуренция и повишаване на ликвидността, като обезпечат развитието на процесите на либерализация в сектора и правилното функциониране на пазара на природен газ в страната.

От изключително значение в тази насока са приетите от КЕВР Правила за балансиране на пазара на природен газ (обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.), които гарантират, че ползвателите на мрежата ще могат да отговарят за балансирането на балансовите си портфолия, за да минимизират необходимостта операторът да предприема действия за балансиране и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс (обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.), която определя начина на изчисляване на размера на дневния дисбаланс и на цените за положителен и отрицателен дисбаланс, като гарантира формиране на недискриминационни такси за дисбаланс и създава стимули на ползвателите на преносните мрежи на територията на страната да балансират ефикасно балансовите си портфолия.

Посочените актове са приети в съответствие със Закона за енергетиката (ЗЕ), Правилата за търговия с природен газ, както и със заложените общи принципи за балансиране и изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014), при отчитане на доклад на „Булгартрансгаз“ ЕАД за прилагане на временни мерки по Регламент (ЕС) № 312/2014, одобрен с Решение № ВМ-1 от 29.09.2015 г. на КЕВР.

Предвид прякото приложение на Регламент (ЕС) № 312/2014 с оглед синхронизиране на разпоредбите и избягване на предпоставки за противоречия между процедурите, предвидени за вътрешните входни и изходни точки на газопреносните мрежи и процедурите, предвидени за точките на междусистемно свързване, КЕВР прие изменения и допълнения в Правилата за търговия с природен газ (обн. ДВ, бр. 59 от 4.08.2015 г., изм. и доп., бр. 99 от 13.12.2016 г.).

През 2016 г. Комисията прие изменения и допълнения в Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ (обн., ДВ, бр. 36 от 16.04.2013 г., изм. и доп., бр. 103 от 27.12.2016 г.), с оглед привеждане в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 984/2013 на Комисията от 14 октомври 2013 г. за установяване на Мрежов кодекс относно механизмите за разпределение на капацитет в газопреносни системи и за допълнение на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 (Регламент (ЕС) № 984/2013) и хармонизиране на правилата за предоставяне на достъп в Р България с прилаганите на територията на ЕС. Дефинирането на ясни правила има за цел да осигури на всички участници на пазара на природен газ възможност за прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната мрежа чрез прозрачни и ефективни тръжни процедури за разпределение на капацитет, създавайки предпоставки за гъвкаво използване на газопреносните мрежи, което ще допринесе за конкуренция и повишаване на ликвидността на пазара на природен газ в страната. Измененията и допълненията в Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ улесняват и опростяват резервирането на капацитет в точките на газопреносната мрежа за всички ползватели на мрежата от Р България и другите държави-членки на

ЕС, при равни условия за достъп. Измененията и допълненията в нормативната рамка позволяват търговията с капацитет за пренос да се извършва на платформа за резервиране на капацитет, която предоставя възможност на потенциалните ползватели на газопреносната мрежа да участват в процедури за разпределение на капацитет на електронна платформа за резервиране. В точките на междусистемно свързване на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопреносните системи на Гърция и Румъния, както и на всички изходни точки на националната газопреносната мрежа, българският газопреносен оператор въведе Регионална платформа за резервиране на капацитет (Regional booking platform RBP) съгласно чл. 27, § 1 от Регламент (ЕС) № 984/2013. След 1 декември 2016 г. заявяването и разпределението на капацитет, както за точките на междусистемно свързване, така и за вътрешните входни и изходни точки на системата, се извършва на Регионалната платформа за резервиране на капацитет RBP. Прилагането на платформа за резервиране на капацитет ще има положително въздействие върху пазара на природен газ, тъй като ще улесни и опрости резервирането на капацитет в точките на газопреносната мрежа, в полза на всички ползватели на мрежата от България и другите държави-членки на ЕС, при равни условия за достъп.

През 2016 г. КЕВР прие Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Целта на приетите промени в НРЦПГ е да се регламентират неуредени в нея важни обществени отношения по начин, съответстващ на нормите на ЗЕ и осигуряващ баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е преодоляна съществуващата нормативна празнота по отношение компенсиране на разходи в случаите на наложено задължение към обществото на повече от едно енергийни предприятия, както и по отношение регламентирането на норми за поемане на допълнителни разходи на обществения доставчик на природен газ, вследствие заявяване на количества природен газ след срока по договорите, от предизвикалото ги лице при отчитане на интересите на крайните клиенти. В този смисъл, Наредбата за изменение на НРЦПГ изпълнява целите и принципите на Директива 2009/73/ЕО. С приетите изменения се постига яснота и пълнота по отношение на начина и реда за утвърждаване на цени на видовете, предоставяни на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност по чл. 30, ал. 1, т. 16 от ЗЕ чрез регламентиране на материални и процесуални норми.

През 2016 г. Комисията прие изменения и допълнения и на Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи (Наредба № 4, обн., ДВ, бр. 105 от 6.12.2013 г., изм., бр. 77 от 4.10.2016 г.) с оглед постигане на предвидимост и яснота в инвестиционния процес по присъединяване на обекти към газопреносната мрежа. Въведени се конкретни и съкратени срокове в процедурата по присъединяване, в които операторът на газопреносната мрежа извършва съгласуване на проекти, предлага становище за условията по присъединяване и проект на договор за присъединяване. Приетите изменения и допълнения имат за цел повишаване ефективността на дейността на оператора на газопреносната мрежа и на качеството на предлаганите от него услуги.

През 2016 г. КЕВР прие изменения и допълнения на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които имат за цел по-ясна регламентация и оптимизиране на реда и условията, при които ще се осъществява образуването на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи/газопреносна система. Тези изменения целят да се гарантира справедливо ценообразуване, извършвано по обективни и прозрачни критерии, като формираните и прилагани цени за дейността по пренос на природен газ да възстановяват ефективно направените разходи от оператора на газопреносната система (ОПС), насърчаване на финансовата стабилност на ОПС и на тарифната стабилност за ползвателите на мрежата.

Важно условие за либерализирането на газовия пазар в страната е създаването на единен регионален пазар на природен газ, което може да се постигне чрез изграждане и свързване на инфраструктурите за пренос на природен газ между отделните страни, както и с преодоляване на различията в начините на разпределяне на капацитети и режимите за балансиране на пазарите на природен газ. Ефективното отваряне на вътрешния пазар и развитието на регионален газов пазар е предпоставка за създаването на единен пазар на природен газ в ЕС, което е в интерес на гражданите и на индустрията. С ключово значение за създаване на регионален газов пазар е изграждането и въвеждането в експлоатация на инфраструктурните проекти, включени в публикувания от Европейската комисия списък с проекти от общ интерес. В тази връзка през 2016 г. КЕВР прие необходимите решения за успешната реализация на инфраструктурни проекти. Това са решенията за одобрение на документи, свързани с провеждането на I и II фаза на интерес в резервирането на капацитет в междусистемен газопровод IGB, както и на десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г., който служи за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общността план за развитие на мрежата в ЕС, изготвян от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG). През м. ноември 2016 г. е въведена в експлоатация междусистемна газова връзка България – Румъния (IBR). Междусистемната газова връзка България – Румъния основно може да пренася количества природен газ от България към Румъния, поради разлика в налягането в двете газопреносни мрежи, което в румънската е по-ниско от налягането в българската газопреносна система.

КЕВР участва в организираната от националния преносен оператор многостранна среща с цел преодоляване на техническите несъответствия между „Булгартрансгаз ЕАД“ и гръцкия газопреносен оператор ДЕСФА, както и хармонизиране на регулаторните рамки между КЕВР и гръцкия регулаторен орган РАЕ, което да доведе до подписване на споразумение за междусистемна свързаност между двата оператора на газопреносни мрежи. Тази среща се проведе на 07.06.2016 г. в гр. София, Р България, с участието на „Булгартрансгаз“ ЕАД, ДЕСФА, ООО „Газпром экспорт“, гръцката енергийна компания ДЕПА, Европейската комисия, КЕВР и РАЕ. След сключване на споразумението за междусистемно свързване за съществуващата точка на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро, подписано на 24.06.2016 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и гръцкия газопреносен оператор DESFA с активната подкрепа на националните регулаторни органи на България и Гърция, е възможно осъществяване на услугата „нефизически обратен пренос на природен газ“ през точката Кулата-Сидирокастро в посока от Гърция към България. По този начин се създава възможност за виртуална търговия с природен газ. Вече са налице и първите реални сделки, като количествата природен газ са доставени до клиенти на територията на България.

Споразумение за междусистемно свързване е сключено и между българския и румънския газопреносни оператори „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ АД за точката на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам, в сила от 1 октомври 2016 г.

Двете споразумения са сключени на основание Регламент № 2015/703 за установяване на мрежов кодекс относно правила за оперативната съвместимост и обмен на данни.

Приетите от КЕВР нормативни актове, подписаните споразумения за междусистемна свързаност от националния газопреносен оператор със съседните оператори на газопреносни системи, въвеждането на регионалната платформа за резервиране на капацитет и изграждането на междусистемните газови връзки със съседните държави, в своята съвкупност създават предпоставките за конкуренция и повишаване на ликвидността на пазара на природен газ в страната.

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР, чрез създаване на стимули за развитие на ефективна конкуренция, цели осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и на равнопоставеност и недопускане на дискриминация между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти. С действията си КЕВР цели постигане на отваряне, правилно функциониране и развиване на конкурентен, сигурен и устойчив вътрешен пазар на природен газ, като част от единния пазар на природен газ в ЕС.

В изпълнение на изискванията на 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), КЕВР прие Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ. Методиката регламентира правилата, по които КЕВР ще идентифицира и оценява риска на проектите от общ интерес, които са необходими за реализацията на приоритетните инфраструктурни коридори в енергетиката и постигане на основните цели на енергийната политика на Европейския съюз за конкурентоспособност, устойчивост и сигурност на доставките. Методиката улеснява организаторите на проекти от общ интерес при подготовката на техните проекти и осигурява прозрачност и обективност на оценяването им.

3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

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, Р 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 изпълнение на изискванията на Директива 2009/72/ЕО, след приключване на процедурата по отделяне на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) през 2014 г., ЕСО ЕАД е собственик и оператор на цялата мрежа за пренос на електрическа енергия в Р България.

ЕСО ЕАД е сертифициран за независим преносен оператор с решение на КЕВР от 2015 г., с което изпълнява изискванията на чл. 10 и чл. 11 от Директива 2009/72/ЕО и чл. 3 от Регламент (ЕО) № 714/2009¹.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от оператори на електроразпределителни мрежи на обособени територии – „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕРП Златни пясъци“ АД.

„ЧЕЗ България“ ЕАД е създадена в средата на 2005 г., за да изпълнява управленски и поддържащи дейности за всички дружества на ЧЕЗ Груп в България. Дружеството е 100% собственост на ЧЕЗ а.с. Чешка Република.

„ЧЕЗ Електро България“ АД снабдява с електроенергия над 2 милиона крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа в Западна България, 67% от компанията се притежават от мажоритарния акционер ЧЕЗ а.с. Чешка Република, а останалите 33% са собственост на различни миноритарни акционери – юридически и физически лица.

¹ Регламент (ЕО) № 714/2009 - Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД е дружеството, което отговаря за поддържането на мрежата и осигуряването на непрекъсната и качествена доставка на електрическа енергия до потребителите в Западна България. Мажоритарен собственик на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е ЧЕЗ а.с. Чешка Република, която притежава 67% от капитала на дружеството. Останалите 33% са собственост на различни миноритарни акционери – юридически и физически лица.

„ЕВН България“ ЕАД е създадена след приватизация на енергийните дружества в Пловдив и Стара Загора в началото на 2005 г. Първоначално групата EVN България обхваща бизнес дейности в областта на разпределението и продажбата на електрическа енергия в Югоизточна България.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е дружество, 100% собственост на австрийската енергийна компания EVN AG. Дейността на дружеството е в сферата на доставка на електрическа енергия и свързаните с нея услуги. Дружеството притежава лиценз за снабдяване с електрическа енергия на регулирания пазар и снабдява с електроенергия над 1,5 милиона клиенти в Югоизточна България.

„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е дружество 100% собственост на австрийската енергийна компания EVN AG. Предмет на дейност на дружеството е експлоатация на електроразпределителната мрежа, пренос и разпределение на електрическа енергия. Дружеството притежава лицензия за разпределение на електрическа енергия и извършва своята дейност на територия от близо 42 000 кв.км. в Югоизточна България.



В края на месец юни 2012 г. ЕНЕРГО-ПРО закупи бизнеса на немската компания Е.ОН в България и по този начин придоби компании, притежаващи лицензии за следните дейности в енергетиката – „разпределение на електрическа енергия“ (ЕНЕРГО-ПРО Мрежи АД); „снабдяване с електрическа енергия“ (ЕНЕРГО-ПРО Продажби АД); „търговия с електрическа енергия“ („ЕНЕРГО-ПРО Енергийни Услуги“ ЕООД).

Лицензионната територия на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е близо 30 000 кв. км и покрива 9 административни области в Североизточна България - Варна, Велико Търново, Габрово, Добрич, Разград, Русе, Силистра, Търговище и Шумен.

3.1.2. Техническа експлоатация

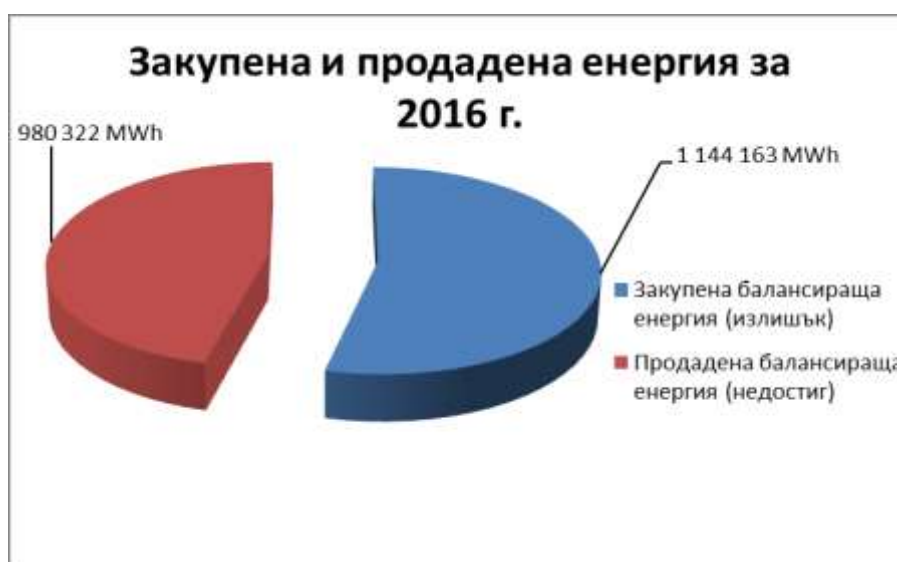
Предоставяне на балансиращи услуги

Организацията и дейността на пазара на електрическа енергия са регламентирани в Правилата 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 2016 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.

Наблюденията на Комисията по отношение работата на балансиращия пазар на електрическа енергия в Р България за 2016 г. показват, че пазарът функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници. С 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. енергиен недостиг) 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. енергиен излишък) в размер на 0,00 (нула) лв./MWh.

Общият енергиен недостиг през 2016 г. е 980 322 MWh, спрямо 968 079 MWh през 2015 г., което представлява нарастване на енергията за недостиг с 1,26% и с 3,98% от регистрираните графици. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2016 г. е 1 144 163 MWh, което е с близо 28% по-малко от предходната година, когато е била в размер на 1 462 416 MWh и представлява 4,65% от регистрираните графици.



За всеки период на сетълмент се определят две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2016 г. за енергиен недостиг е 185,58 лв./MWh, спрямо 184,63 лв./MWh през 2015 г. Средната цена за енергиен излишък за 2016 г. е 14,45 лв./MWh, спрямо 10,83 лв./MWh през 2015 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	32,17
Максимална цена, EUR/MWh	514,93
Средна цена, EUR/MWh	94,89

Балансираща енергия при излишък	
Минимална цена, EUR/MWh	0
Максимална цена, EUR/MWh	16,03
Средна цена, EUR/MWh	7,39

Към настоящия момент цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в Р България, не са обвързани със спот цените на пазара „ден напред“, а са постоянни на месечна база, което е причина за по-високите средни цени на българския балансиращ пазар. Следва да се има предвид, че пазарът „ден напред“ към настоящия момент не е достатъчно развит и ликвиден за да послужи като база, както за определяне на референтна цена, така и за обвързване на цените на доставчиците на балансираща енергия с резултатите от него. Това от своя страна води до липса на прогнозируемост и устойчивост и поражда тенденция за предпочитане от страна на търговските участници на извънборсовата търговия чрез двустранни договори.

При увеличение на определените пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и установената от доставчиците практика да предлагат цени, близки до пределните, ще се увеличат разходите за небаланси на пазарните участници, което ще доведе до допълнителна финансова тежест върху производители и потребители в момент, в който съществува непредвидимост и несигурност във връзка с протичащите процеси по пълната либерализация на пазара и стартиране на борсовата търговия.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики.

На пазара на балансираща електрическа енергия през 2016 г. са регистрирани:

- 53 координатори на стандартни балансиращи групи, почти двойно повече от предходната година, когато бяха 27;
- 15 координатори на специални балансиращи групи;
- 14 координатори на комбинирани балансиращи групи.

Мониторинг на времето, необходимо за свързване и ремонт

Във връзка с прилагането на законовите изисквания по чл. 116, ал. 7 от ЗЕ относно техническите условия, начините и сроковете за присъединяване на клиенти и производители към преносната или към разпределителните електрически мрежи, с

решение КЕВР е приела изменение и допълнение на Наредба № 6. Промените влизат в сила от публикуването им в Държавен вестник, бр. 77 от 04.10.2016 г.

Тези изменения и допълнения са във връзка с Решение № 411 на Министерския съвет от 19.05.2016 г. относно оптимизиране на сроковете за присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура на Република България.

С цел ускоряване на процедурата за свързване към електрическите мрежи са променени сроковете от 15 (петнадесет) дни на 7 (седем) работни дни, регламентирани в чл. 13, ал. 3 и чл. 21, ал. 11 от Наредба № 6. Същите касаят съгласуване на работни проекти от мрежовите оператори във връзка с изграждане на присъединителни съоръжения след сключване на договорите за присъединяване.

Променени са и сроковете, касаещи сключване на предварителен договор от 30 (тридесет) на 25 (двадесет и пет) дни, регламентирани в чл. 12, ал. 2, чл. 53, ал. 3, чл. 58, ал. 2 и чл. 109, ал. 1 от Наредба № 6.

Приетите изменения и допълнения са с цел допринасяне за съкращаване на времето при провеждане на процедурата по присъединяване на обекти към електропреносната и електроразпределителните мрежи.

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.

В тази връзка КЕВР извърши планови проверки на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „ЕРП Златни пясъци“ АД за изпълнение на условията на издадените на дружествата лицензии за извършване на дейността „разпределение на електрическа енергия“. В хода на проверката не бяха констатирани нарушения относно спазване на законоустановените срокове по присъединяването на клиенти и производители към съответните мрежи.

Мерки за наблюдение на защитата

В случай на неочаквана криза на електроенергийния 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 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 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 2016 г. се основават на прогнозите на товарите и електропотреблението за съответните цели: инвестиционно планиране с прогнозен период над пет години, помесечно годишно планиране, подневно месечно планиране, подневно седмично планиране, почасово денонощно или вътрешно дневно препланиране.

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

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

Паралелната работа през 2016 г. на Р България със съседните държави-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.

3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп

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 2016 г. с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. КЕВР взе решение за утвърждаване на 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.

Пренос и достъп до електропреносната мрежа

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през електропреносната мрежа Комисията използва метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“.

Утвърдените цени и ценообразуващи елементи с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на Комисията за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната мрежа са посочени в следващата таблица:

Ценови решения		2015 г.		2016 г.
		01.8.2015г.	01.11.2015г.	30.06.2016 г.
Цена пренос	лв./MWh	7,39	7,36	7,32
Необходими годишни приходи	хил. лв.	305 020	304 057	294 708
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	41 297 200	41 297 200	40 283 089
Цена достъп	лв./MWh	1,17	1,17	1,13
Необходими годишни приходи	хил. лв.	48 503	48 503	45 646
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	41 297 200	41 297 200	40 283 089

На следващата графика е показано изменението на цените за пренос и достъп до електропреносната мрежа за последните четири години.

От нея е видно, че цената за достъп и цената за пренос намаляват, което е следствие от отразен спад в производството, потреблението и износа на електрическа енергия.



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

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 с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. утвърди цена 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 в размер на 7,02 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.

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 отчетени разходи, за

разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите (корекция с фактора Z).

Технологични разходи

КЕВР определя максимален размер на технологичните разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества, съгласно чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ и чл. 10, ал. 5 и 6 от НРЦЕЕ.

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. КЕВР запазва целевите стойности за технологичните разходи на електроразпределителните дружества, съобразно представените отчети, като за отделните компании са, както следва:

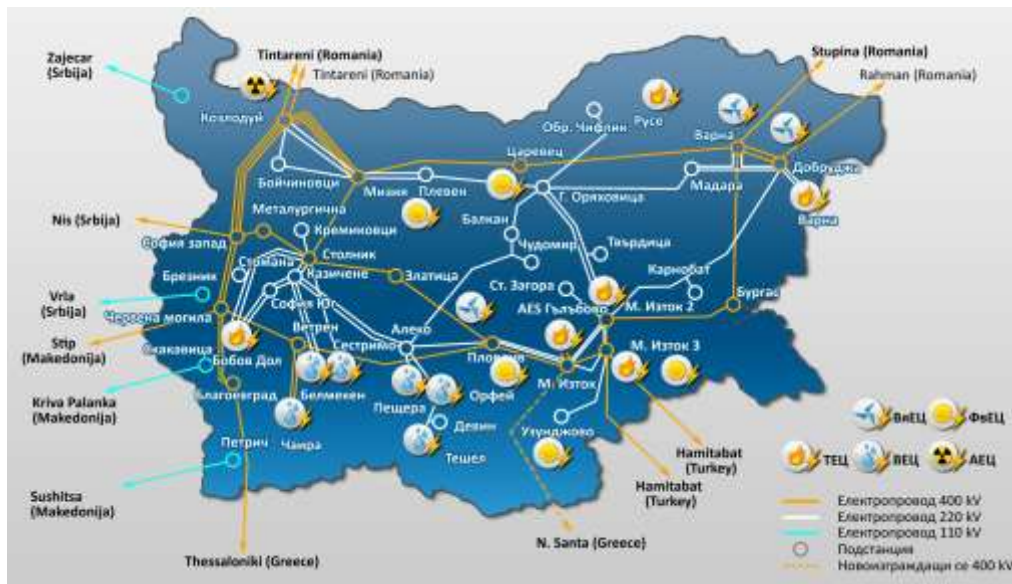
- „ЧЕЗ Разпределение България” АД – 8%;
- „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД – 8%;
- „Енерго-Про България Мрежи” АД – 9%;
- „ЕРП Златни пясъци” АД – 5%.

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 Р България и съседните електроенергийни системи. Целта на тези правила е да осигури оптимално управление на мрежите, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет, чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

ЕСО ЕАД, на основание чл. 109, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, е длъжен да осигурява съвместната работа на 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 разделяне на наличния преносен капацитет по междусистемните електропроводи, между ЕСО ЕАД като оператор на ЕЕС на Р България и операторите на съседните електроенергийни системи са подписани меморандуми за сътрудничество. Р България има пет съседни контролни зони (Турция, Гърция, Македония, Сърбия и Румъния), за които се провеждат годишни, месечни и дневни търгове за разпределение на трансгранична преносна способност.



Предоставянето и разпределянето на наличната преносна способност по междусистемните електропроводи се координира и изпълнява чрез прилагането на Тръжни правила, изготвени съвместно от ЕСО ЕАД и операторите на преносни системи на съседните страни. В Тръжните правила подробно са регламентирани изискванията за регистрация и участие, отделните видове търгове, организацията и провеждането на тръжните процедури, определяне на тръжните резултати и предоставяне на права за преносна способност (ПС) и правила за използването им, вторичният пазар на ПС и прехвърлянето им, изисквания и срокове за сегълмент 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 тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на ЕСО ЕАД и съседните контролни зони.

През месец декември 2015 г. КЕВР прие нови Тръжни 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 Р 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.

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

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 2016 г. в българската ЕЕС са постъпили 4 568 412 MWh електрическа енергия от съседните ЕЕС, което със 7,9% повече в сравнение с данните за 2015 г., а са изнесени 10 940 640 MWh, което е с 34% по-малко от 2015 г.

Съгласуваният износ на електрическа енергия с произход Р България от търговските участници (по българско часово време) по данни от графичите за междусистемен обмен и декларирани количества за 2016 г. е 6 546 223 MWh, което представлява намаление с 38 % в сравнение с 2015 г., когато търговският износ с произход Р България е 10 562 401 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;
- 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 при условие одобрението на регулаторните органи на съответните държави-членки до максимална сума, която се определя от тези регулаторни органи като приход, който се взема предвид от регулаторните органи при одобряване на методиката за изчисляване на мрежовите тарифи или фиксирането на мрежовите тарифи.

Мониторинг на техническото сътрудничество между операторите на преносни системи от Общността и от трети държави

Регионалното сътрудничество в областта на инфраструктурните проекти представлява значително измерение на дейността на ЕСО ЕАД по отношение на сътрудничеството с електроенергийните системи на съседните страни. В тази връзка, вниманието на операторите на преносни системи е фокусирано върху инфраструктурни проекти, предназначени за увеличаване на междусистемния капацитет с цел подобряване на взаимен обмен на енергия между съседни системи и премахване на потенциалните претоварвания.

С решение на Министерския съвет от 13 юли 2016 г. междусистемният електропровод 400 kV между п/ст Марица Изток, Република България и п/ст Неа Санта, Република Гърция, който предстои да се изгражда е определен за обект от национално значение на територията на Р България. Електропроводът е част от група проекти от общ интерес 3.7. „България – Гърция: увеличаване на капацитета“ по смисъла на Регламент 347/2013 за изграждане на трансевропейската енергийна инфраструктура. Групата от проекти включва изграждането на четири електропровода за реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг“ три на българска територия и един междусистемен. Междусистемният електропровод 400 kV Марица Изток- Неа Санта е с дължина 122 км на българска територия 29 км на гръцка територия и капацитет от 1500 MW. Трасето на електропровода на българска територия преминава през териториите на общините Симеоновград, Хасково, Кърджали, Момчилград и Кирково. Общата прогнозна стойност за изграждане на електропровода на българска територия е 60,7 млн. евро.

Проект „Нов електропровод 400 kV между подстанция „Марица изток” и подстанция „Пловдив” е проект от общ интерес съгласно Регламент (ЕС) 347/2013 за изграждане на трансевропейската енергийна инфраструктура.

Проект „Нов електропровод 400 kV между подстанция „Марица изток” и откритата разпределителна уредба на ТЕЦ „Марица изток 3”, заедно с останалите два вътрешни електропровода 400 kV (3.7.2. Нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и п/ст „Пловдив” и 3.7.4. Нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и п/ст „Бургас”), част от група 3.7 „България – Гърция между Марица изток и Неа Санта”, ще бъдат с преносна способност по 1500 MW всеки. Изпълнението им ще осигури условия за постигане на европейските и национални цели в областта на възобновяемата енергия и намаляването на промените в климата в дългосрочна перспектива (и след 2020 г.).

Като част от реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг” е планирано изграждането на нов електропровод 400 kV между „Добруджа” и „Бургас”, част от група от проекти от общ интерес 3.8 „България - Румъния - увеличаване на капацитета”. Този проект е включен в Националния план за развитие на България, както и в Десетгодишния план за развитие на мрежата TYNDP 2012 и TYNDP 2014 на ENTSO-E. Проектът е необходим за изпълнение на приоритетния коридор Север-Юг, оказва съществено влияние върху сигурността на доставките за региона и допринася за устойчивостта на системата, оперативната съвместимост и сигурност на операциите. Пускането в експлоатация на линията Добруджа - Бургас 400kV ще гарантира сигурността на трансграничните обмени между България и Румъния.

Като част от реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг” е планирано изграждането на нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и п/ст „Бургас”, част от група проекти от общ интерес 3.7 „България – Гърция между Марица изток и Неа Санта”, включваща следните проекти:

3.7.1. Нов междусистемен електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток”, България и п/ст „Неа Санта”, Гърция;

3.7.2. Нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и п/ст „Пловдив”;

3.7.3. Нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3”;

3.7.4. Нов електропровод 400 kV между п/ст „Марица изток” и п/ст „Бургас”.

Мониторинг на националните планове за развитие и инвестиционните планове, свързани с Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД и проектите от общ интерес

В изпълнение на изискванията на 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), КЕВР прие Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ. Методиката регламентира правилата, по които КЕВР ще идентифицира и оценява риска на проектите от общ интерес, които са необходими за реализацията на приоритетните инфраструктурни коридори в енергетиката и постигане на основните цели на енергийната политика на Европейския съюз за конкурентоспособност, устойчивост и сигурност на доставките. Методиката улеснява организаторите на проекти от общ интерес при подготовката на техните проекти и осигурява прозрачност и обективност на оценяването им.

С Решение № И-1 от 22.04.2016 г. КЕВР определи трансграничното разпределение на инвестиционните разходи за проект от общ интерес 3.8.1. „Вътрешен електропровод 400 kV между „Добруджа“ и „Бургас“, да бъде 100% за сметка на българската страна, от които ЕСО ЕАД осигурява 50% от инвестиционните разходи.

Електроенергийният системен оператор привлече безвъзмездно съфинансиране от финансовия „Механизъм за свързване на Европа“ на ЕС за строителството на електропровод (ЕП) 400 kV от Марица Изток до Бургас. Размерът на безвъзмездните средства е 50% от стойността на проекта. Общата стойност на проекта е близо 116 млн. лв. и предвижда изграждането на 133 км. въздушна линия 400 kV от п/ст „Марица Изток“ до п/ст „Бургас“ с преносна способност от 1500 MW. Електропроводът е част от вътрешната 400-киловолтова преносна електрическа мрежа на България. Въздушната линия е част от Група проекти „България – Гърция“, които са от общ интерес, съгласно Регламент 347/2013. Проектът е от ключово значение за реализацията на приоритетния електроенергиен коридор „Север – Юг“ и за изграждане на трансевропейската енергийна инфраструктура. Групата от проекти има съществено отражение върху сигурността на доставките в региона и допринася за оперативната съвместимост и сигурната работата на електроенергийната система, повишава нетния капацитет за пренос на двете граници България – Гърция и България – Турция, и ускорява пазарното интегриране, конкуренцията и гъвкавостта на системата. Изграждането на електропровода е от общосистемно значение за Република България и повишава сигурността на работа на преносната система. Проектът за изграждане на ЕП 400 kV от Марица Изток до Бургас е част от 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД и плана за развитие на електропреносната система на ENTSO-E.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от ЗЕ Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му. Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на електропреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива 2009/72/ЕО. Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на Р България е разработен съгласно чл. 81г от ЗЕ и глава втора, раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на ENTSO-E.

Сътрудничество

В изпълнение на Регламент 2015/1222, ЕСО ЕАД в ролята си на оператор на преносната система и БНЕБ ЕАД в ролята си на оператор на свързване на пазарите, представят за одобрение в КЕВР разработени Методики и условия. На основание чл. 9, пар. 5 от Регламент 2015/1222 всеки регулаторен орган одобрява условията и методиките, използвани за изчисляване или въвеждане на единно свързване на пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, разработени от операторите на преносните системи и номинираните оператори на пазара на електроенергия.

В качеството си на регулаторен орган КЕВР разглежда представените документи в съответствие с Регламента. С протокол № 207 от 14.10.2016 г. КЕВР е взела решение за искане на изменение на внесеното от БНЕБ ЕАД предложение от всички номинирани оператори на пазарите на електроенергия План за съвместното изпълнение на функциите на операторите за свързване на пазара, в съответствие с член 7, параграф 3 от Регламент 2015/1222.

През месец май 2016 г. Комисията одобри Предложение на всички оператори на преносни системи за Региони за изчисляване на преносната способност (РИПС) съгласно член 15 от Регламент 2015/1222.

През 2016 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.

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

- събиране, анализ и предоставяне данни за Мониторинговия доклад на АСЕР и СЕЕР за развитието на пазарите за 2016 г.;
- участие в процедура за електронно гласуване и одобряване на Становище на АСЕР за регионални списъци на предложените проекти от общ интерес за електроенергия и природен газ за 2016 г.;
- попълване в базата данни на АСЕР на стойностите и характеристиките на обмените на електроенергия, осъществени от ЕСО ЕАД през 2016 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 доклади на АСЕР за напредъка по Електроенергийната регионална инициатива;
- отговор на въпросник относно загубите при преноса на електроенергия;
- отговор на въпросник за изпълнението на Третия енергиен пакет.

Международни проекти

Проект „Въвеждане на европейски електроенергиен пазар в България – II фаза“

През м. септември 2014 стартира проектът „Въвеждане на европейски електроенергиен пазар в България - II фаза“, финансиран по Програма BG04 „Енергийна ефективност и възобновяема енергия“ на Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство (ФМ на ЕИП) 2009-2014, с донори Кралство Норвегия, Исландия и Княжество Лихтенщайн. Организатор на проекта е Комисията за енергийно и водно регулиране, а партньор по проекта – норвежката Дирекция за водни ресурси и енергетика (NVE) към Министерството на петрола и енергетиката. Участници в него са също и ЕСО ЕАД и БНЕБ ЕАД.

До края на 2016 г. бяха завършени първите три задачи от проекта, свързани с оценката на развитието на европейския и българския електроенергийни пазари и разработването на структура и дейности за мониторинг на пазара в КЕВР, дейност, която Комисията трябва да извършва в ролята си на национален регулаторен орган. Останалите две дейности са посветени на препоръките за хармонизиране и изменение на българските Правила за търговия с електрическа енергия в съответствие с изискванията на ЕС и Мрежовите кодекси в областта на електроенергийния пазар и интеграцията на пазара в Р България със съседните пазарни зони и обединени пазари.

В рамките на проекта бяха проведени семинари, обучения и работни посещения до енергийните регулатори на Норвегия, Австрия, Унгария и Румъния и до офиси на европейски електроенергийни борси.

Изготвени бяха презентации, доклади, въпросници и Наръчник за мониторинг на електроенергийния пазар за КЕВР, изработен от консултанта Nord Pool Consulting.

Крайният срок за изпълнение на дейностите по проекта беше м. февруари 2017 г.

3.1.5. Съответствие

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

През 2016 г. основни принципи, ръководещи дейността на КЕВР при изпълнение на регулаторните си правомощия, са предотвратяването и недопускането на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите.

В изпълнение на правомощията си, Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, като се стреми да създаде условия за недопускане на злоупотреба с монополно положение или

ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България. В рамките на територията на страната с оглед специалната си компетентност съществува един единствен орган, който е отговорен за прилагането на Общностното право в областта на конкуренцията и това е Комисията за защита на конкуренцията (КЗК). В тази връзка за постигане на горепосочените цели КЕВР има правото съгласно чл. 21, ал. 6 от ЗЕ да сезира КЗК и Комисията за защита на потребителите (КЗП), която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията, съответно по реда на Закона за защита на потребителите.

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

По отношение на „Електроенергиен системен оператор“ 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 НПО 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 2016 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.

АСЕР 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

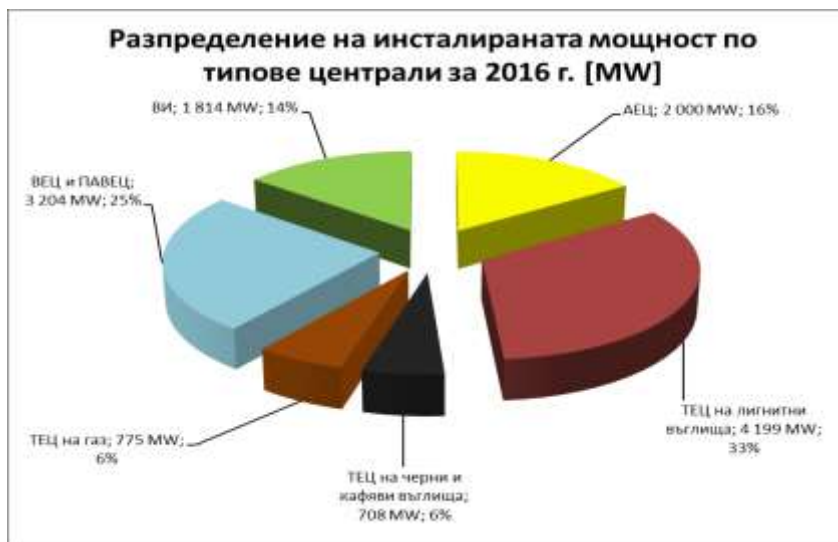
Описание на пазара на едро

Показатели за пазара на едро

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

Общата инсталирана мощност на всички типове електропроизводство в електроенергийната система на Р България за 2016 г. се оценява на 12 701 MW. Разполагаемата производствена мощност (без производители от ВИ) към годишния максимум е в размер на 7 608 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 7 105 MW, реализиран на 4 януари в 19:00 часа. Абсолютният минимален товар е реализиран на 24 май (неделя) в 04:00 часа – 2 662 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 - 44,74 %. Инсталираната мощност на всички възобновяеми енергийни източници - вода, вятър, слънце и биомаса съставлява 39,51%.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2016 г. възлиза на 701 MW при годишно производство около 1 426 696 MWh. През 2016 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 043 MW при производство 1 392 338 MWh. През 2016 г. инсталираната мощност на електрически централи, работещи с биомаса възлиза на около 69 MW при производство 296 007 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 2016 г. е в размер на 42 090 851 MWh, годишното потребление и собствени нужди от електроцентралите е 4 570 426 MWh.

Брутното вътрешно електропотребление през 2016 г. е в размер на 38 TWh, като не се отбелязва съществена разлика спрямо 2015 г.

Независимо от тежката пазарна ситуация през 2016 г., търговският износ на електрическа енергия през 2016 г. е 10 940 640 MWh, което е с 34,3% по-малко в сравнение с 2015 г. Съгласуваният и деклариран търговски износ на електроенергия от Р България, осъществен от търговските участници през 2016 г. е 6 546 223 MWh, което представлява намаление с 60 % в сравнение с 2015 г., когато този износ е бил 10 562 401 MWh.

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

Показател	Година			
	2013	2014	2015	2016
Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ, MWh	41 072 730	44 559 309	47 399 203	42 090 851
Потребление и собствени нужди от ЕЦ, MWh	4 306 159	4 718 268	4 872 286	4 570 426
Постъпила в ЕПМ енергия от ЕЦ, MWh	36 766 571	39 841 041	41 203 399	37 520 425
Физически внос	3 350 387	4 319 338	4 232 600	4 568 412
Общо постъпила енергия в ЕПМ, MWh	40 116 958	44 160 379	45 436 161	42 088 837
Загуби в ЕПМ, MWh	884 604	953 325	935 256	867 040
Изкарана електроенергия от ЕПМ, MWh	39 232 354	43 207 054	22 892 187	41 221 799
Потребление за помпи, MWh	1 057 064	813 789	748 281	918 394
Физически износ, MWh	9 530 934	13 774 537	14 697 489	10 940 640
Потребление от ЕПМ, MWh	28 644 357	28 618 728	6 910 846	29 362 765

Таблица 2: Източник: „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД

ЕПМ – електропреносна мрежа

ЕЦ – електрическа централа

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

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

Броят на клиентите, присъединени към преносната мрежа, които са сменили доставчика на електрическа енергия, през 2016 г. са 131, а 69 е броят на клиентите присъединени към преносната мрежа, които са сменили координатора на балансиращата група.

През 2016 г. КЕВР е издала лицензи за дейността „търговия с електрическа енергия“ на 25 нови дружества, с което общият брой на лицензираните търговци е 169.

През 2016 г. продажбите на производителите по почасови графици са: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - 14 894 376,376 MWh, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД- 7 137 958,102 MWh, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД – 1 908 981,840 MWh, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ ЕАД – 3 731 270,795 MWh, „ЕЙ и ЕС ЗС Марица Изток 1“ ЕАД – 2 900 169,588 MWh и „ТЕЦ Марица 3“ АД – 37 764,975 MWh.

През 2016 г. количествата, търгувани на свободния пазар до потребители в страната са 15 526 577 MWh спрямо 12 289 376,75 MWh през 2015 г.



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

Участници на пазара за производство на електрическа енергия

„Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) е холдингово дружество, обединяващо компании, развиващи дейност в производство и пренос на електрическа енергия, пренос, транзит и съхранение на природен газ, както и добив на лигнитни въглища. Дейността на БЕХ ЕАД в сектор електроенергетика се осъществява от четири от дъщерните дружества: БЕХ ЕАД контролира² три дъщерни предприятия, които са активни в производството на електрическа енергия, както следва:

НЕК ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. НЕК ЕАД притежава лицензи за дейностите „обществена доставка на електрическа енергия“, „производство на електрическа енергия“, „доставка на електрическа енергия от доставчик от последна инстанция“ и „търговия с електрическа енергия“. Основните клиенти на дружеството са четирите електроснабдителни дружества, операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи и клиенти на свободния пазар.

ЕСО ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. Дружеството притежава лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“ и осъществява оперативното управление на ЕЕС на Р България.

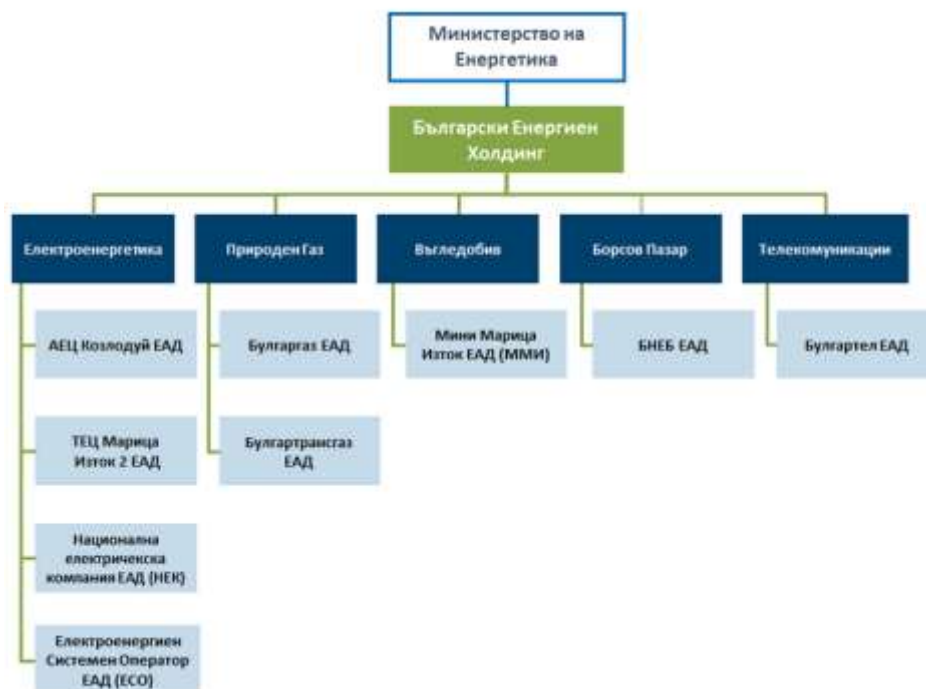
ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. Дружеството притежава лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, като е най-голямата електроцентрала, използваща лигнитни въглища в Р България. Дружеството продава произведената електроенергия на НЕК ЕАД на регулирания пазар и на промишлени клиенти и търговци на енергия по свободно договорени цени. ТЕЦ „Марица изток 2“ ЕАД притежава лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“.

АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. Дружеството притежава лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, базирана на ядрена енергия. Дружеството продава произведената електроенергия на НЕК ЕАД на

² Понятието контрол следва да се тълкува съгласно член 3 от Регламент за сливанията и в светлината на Консолидирано юрисдикционно известие на Комисията по Регламент на Съвета (ЕО) No 139/2004 за контрола върху концентрациите между предприятия („Консолидирано юрисдикционно известие”).

регулirания пазар и на промишлени дружества и търговци на енергия по свободно договорени цени. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД притежава лицензия за дейността „търговия с електрическа енергия“.

БНЕБ ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. Дружеството притежава лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“.



Оценка на конкурентната среда

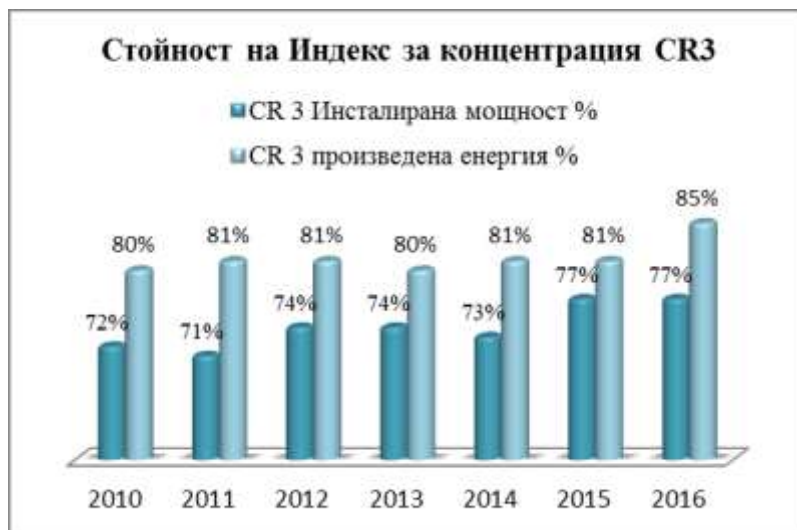
В ПТЕЕ се определят два индекса за оценка на конкурентната среда на пазара, чрез определяне на концентрацията: Херфиндал-Хиршман индекс (НИ) и индекс, определящ общия пазарен дял на трите най-големи участника на пазара CR3.

Въз основа на предоставените данни от ЕСО ЕАД се установи, че за периода общият пазарен дял на трите основни участника на пазара е в границата на 80-85% на база произведена енергия и в рамките на 72-77 % на база инсталирана мощност за същия период. През 2016 г. индексът за концентрация на база произведена енергия има ръст от 5 процентни пункта, докато на база инсталираната мощност няма промяна.

Според праговете в ПТЕЕ при стойности на индекса за концентрация CR3 в рамките на 70 до 100 % пазарът се определя като силно концентриран с ограничена конкуренция. Ефективна конкуренция е налице, когато нито един пазарен участник, самостоятелно или съвместно с други търговски участници, няма значително въздействие върху пазара.

Въз основа на предоставените данни от ЕСО ЕАД се установи, че за периода общият пазарен дял на трите основни участника на пазара е в границата на 80-85% на база произведена електрическа енергия и в рамките на 72-77 % на база инсталирана мощност за същия период. През 2016 г. индексът за концентрация на база произведена енергия има ръст от 5 процентни пункта, докато на база инсталираната мощност няма промяна.

Според праговете, посочени в ПТЕЕ при стойности на индекса за концентрация CR3 в рамките на 70 до 100 % пазарът се определя като силно концентриран с ограничена конкуренция. Ефективна конкуренция е налице, когато нито един пазарен участник, самостоятелно или съвместно с други търговски участници, няма значително въздействие върху пазара.



Според изчислените стойности на НИИ пазарът е силно концентриран (на база инсталирана мощност и произведена енергия), тъй като значително превишава праговете, определени в ПТЕЕ. При стойности над 1800 единици пазарът се определя като слабо конкурентен пазар с високо ниво на концентрация.

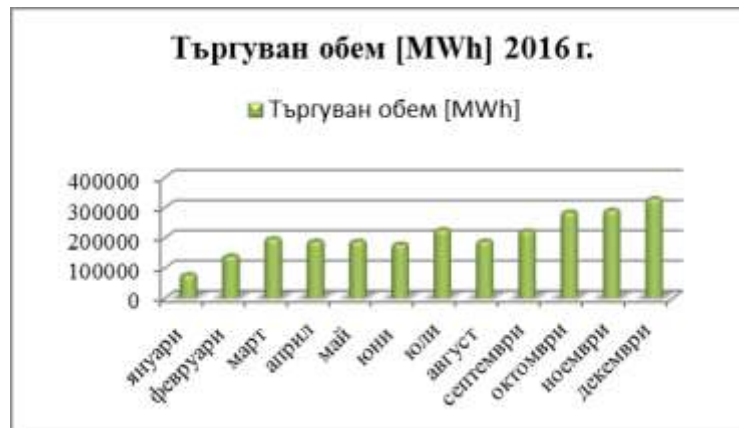
Отваряне на пазара за конкуренция. Създаване на ценова прозрачност

На 19 януари 2016 г. стартира дейността на БНЕБ ЕАД. Основната цел на БНЕБ ЕАД е да осигури работещ и ефективен пазар ден напред за търговски сделки на българския пазар на електрическа енергия на едро по последователен, безпристрастен, независим, прозрачен и недискриминационен начин чрез създаването на платформата пазар „ден напред“ (ПДН). През 2016 г. борсовият пазар на електрическа енергия бележи непрекъснат ръст на търгуваните обеми, при което постепенно се създава прозрачност по отношение на цените на търгуваната електрическа енергия.

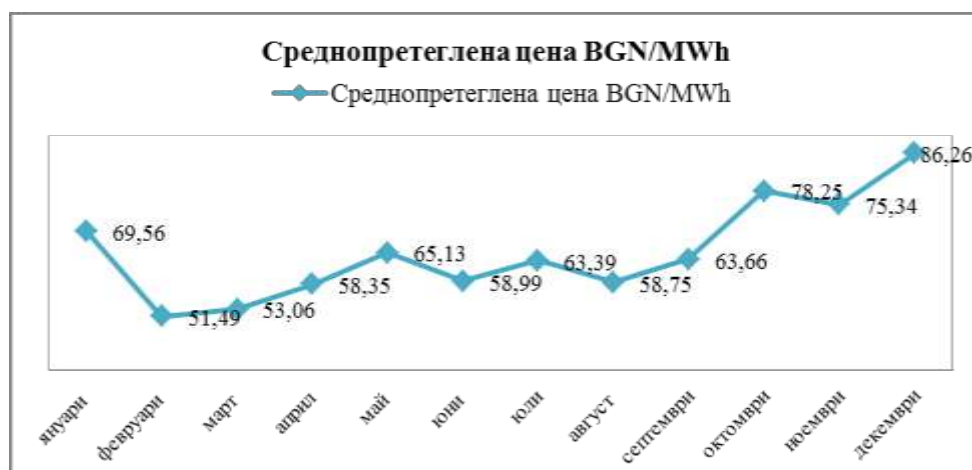
Основни годишни данни 2016 г.

Показатели	Стойност	Мярка	
Общ търгуван обем	2 505 209,20	MWh	
Среднопретеглена цена	67,29	BGN	
Средна цена базов товар	61,53	BGN	
Средна цена върхов товар	70,28	BGN	
Средна цена извънвърхов товар	52,78	BGN	
Среднодневно търгувано количество	7 219,62	MWh	
Средночасово търгувано количество	300,82	MWh	
			На дата
Най-ниска цена за 1 час	-19,56	BGN	15.5.2016
Най-висока цена за 1 час	176,02	BGN	22.1.2016

Общият търгуван обем за 2016 г. е 2 505 209,20 MWh. На месечна база търгуваните обеми бележат непрекъснат ръст. Ръстът на обемите през декември спрямо месец февруари е 236 %, което е признак за поетапно развитие на търговията чрез борсата. На 15.5.2016 г. е реализирана отрицателна най-ниска цена за 1 час - -19,56 лв./MWh. На 22.01.2016 г. е отчетена най-високата цена за 1 час 176,02 лв./MWh.



Динамиката при цените бележи спад през месеците февруари с 18 процентни пункта и март с 16 процентни пункта, ръст през май, последван от спад през август. Най-високи цени са реализирани през октомври 78,25 лв./MWh и декември 86,25 лв./MWh. Средно претеглената цена за 2016 г. е в размер на 67,29 лв./MWh.



За едногодишния период значително се увеличава и броят на участниците на борсовия пазар на електрическа енергия. От 22 броя регистрирани на борсата участници през месец януари в края на годината те са 48 броя. Това е двойно увеличение само за една година. КЕВР приема тази динамика като доказателство, че на пазара на едро е поставено началото за бъдещото развитие на ефективен и прозрачен пазар „ден напред“.

С Решение НО1/27.01.2016 г. КЕВР назначи БНЕБ ЕАД за „номиниран оператор на пазара на електроенергия“ на територията на Р България в съответствие с Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването, за период от четири години.

Балансиращ механизъм, студен резерв и регулираща енергия

През 2016 г. в Р 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.

3.2.2. Пазар на дребно

Пазарът на дребно включва всички клиенти на електрическа енергия, които са присъединени към електроразпределителната мрежа. По отношение на клиентите пазарът е разделен на два сегмента – битови клиенти и небитови клиенти.

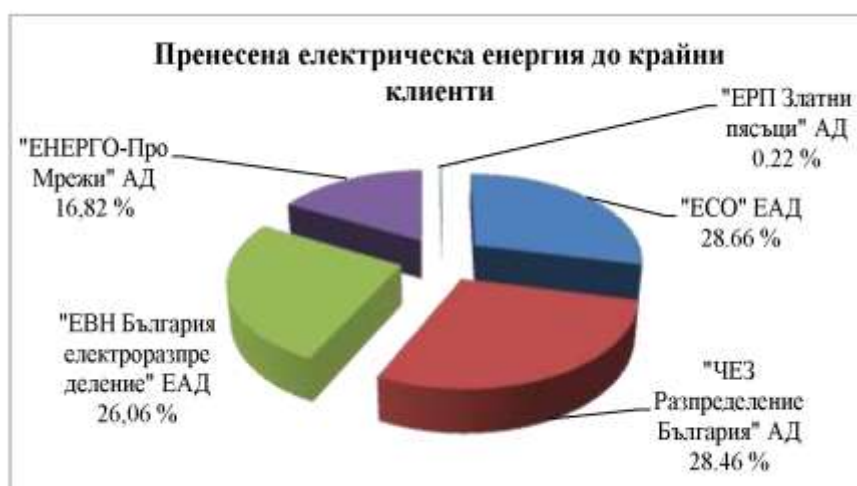
Общият брой на битовите клиенти през 2016 г. е 4 451 304 бр. със средно годишно потребление 2411 kWh/г.

Общият брой небитови клиенти за 2016 г. е 494 818, с общо годишно потребление 12 630 TWh за 2016 г.

Участници на пазара на битови клиенти

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от регионални компании – оператори на електроразпределителната мрежа – „Енерго-Про Мрежи” АД, „ЧЕЗ Разпределение България” АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕРП Златни пясъци“ АД.

Пазарният дял на електроразпределителните дружества за 2016 г. като пренесена електрическа енергия до крайни клиенти е представен на фигурата по-долу:



Снабдяването с електрическа енергия на битови клиенти се осъществява по регулирани цени от съответните дружества на вертикално интегрираните предприятия „ЧЕЗ Електро България” АД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ АД.

Процесът на смяна на доставчик и преминаване от регулиран на свободен пазар на битови клиенти реално започва през 2015 г. През 2016 г. броя битови клиенти сменили историческия си доставчик е 983 бр.

Оценка на конкурентната среда

Индексът за концентрация CR3 определя общия пазарен дял на трите най-големи участника на пазара и дава представа за степента на отваряне на пазара и доколко пазара е конкурентен. Общата сума на пазарните дялове на трите доставчика на електрическа енергия за 2016 г. е 99,97 %. Тази стойност на индекса за концентрация CR3 определя пазара на дребно за битови клиенти като регулиран с начални стъпки на либерализация. През 2016 г. на пазара на дребно на битови клиенти навлизат 13 броя нови участници, което е предпоставка за реално развитие на конкурентен пазар през следващите години. Индексът на смяна на доставчик за 2016 г. е 0,022.

ННІ бележи спад от 3 664 за 2015 на 3 458 единици през 2016 г. Въпреки това тези високи стойности определят пазара като неконкурентен.

Участници на пазара на небитови клиенти

Освен доставчици на електрическа енергия по регулирани цени през 2015 и 2016 г. на пазара на дребно за битови и небитови клиенти присъединени към електроразпределителната мрежа НН, навлизат нови участници, доставчици на електрическа енергия по свободно договорени цени и представляват предпоставка за развитие на конкурентен пазар. Общият брой на доставчиците, сключващи сделки за продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени през 2016 г. е 48 броя, което допринася за разширяване на конкуренцията на пазара. Това обстоятелство води до разширяване на пазара по свободно договорени цени на 51,57 % на база общо потребление на небитови клиенти на електрическа енергия през 2016 г., в резултат на което се наблюдава спад на потреблението на небитови клиенти по регулирани цени от 7 404 TWh през 2015 г. на на 6 535 TWh.

Положителната динамика при развитието на пазара за небитови клиенти по свободно договорени цени се отразява на стойностите на двата индекса, определящи степента на концентрация на пазара. Индексът CR 3 бележи спад от 83,11% през 2015 г., на 79,56 % през 2016 г.

Индексът ННІ бележи спад с 11 единици от 2361 през 2015 г., на 2150 единици през 2016 г.

През 2016 г. индексът за смяна на доставчик бележи ръст от 4,44 % през 2015 г. на 8,12 % през 2016 г., което е увеличение със 182 %.

Механизъм за определяне на регулираните цени

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 2016 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 закупува 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 закупува 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.

Стандартизирани товари профили (СТП)

От 1 април 2016 г. стартира прилагането на стандартизираните товари профили (СТП). Чрез тях битовите и малките стопански клиенти, за които няма нормативно изискване за почасово измерване на количеството консумирана електрическа енергия, могат да участват на пазара по свободно договорени цени. С приетата от КЕВР Инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на електрическа енергия на клиенти, притежаващи обекти, за които се прилагат стандартизирани товари профили, се въведе възможност за улеснена смяна на доставчика от регулиран на свободен пазар.

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

	„ЧЕЗ Разпределение България” АД	„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД	„Енерго-Про Мрежи” АД	„ЕРП Златни пясъци” АД
1	Домакинства в градски райони	Битов клиент, общ профил	Битови клиенти в населени места с над 30 000 жители	Клиенти със стопански характер с изразена сезонна консумация и предоставена мощност под 100 kW
2	Домакинства в селски райони	Битов клиент, с отопление на електричество	Битови клиенти в населени места с до 30 000 жители	Клиенти с битов характер с изразена сезонна консумация и предоставена мощност под 100 kW
3	Хранително-вкусова и земеделска промишленост	Битов клиент, с централизирано отопление, отопление на газ или алтернативно отопление	Стопански клиенти в населени места с над 30 000 жители и с над 40 % нощно потребление	

4	Високотехнологично производство	Стопански клиент, общ профил	Стопански клиенти в населени места с над 30 000 жители и с до 40 % нощно потребление	
5	Нискотехнологично производство	Стопански клиент, с интензивно дневно потребление (8.00-18.00ч.)	Стопански клиенти в населени места с до 30 000 жители и с до 40 % нощно потребление	
6	Търговия на дребно/Дневен бизнес	Стопански клиент, с интензивно вечерно потребление (18.00-22.00ч.)	Стопански клиенти в населени места с до 30 000 жители и с над 40 % нощно потребление	
7	Вечерен бизнес	Стопански клиент, с интензивно нощно потребление (18.00-8.00ч.)	Улично осветление	
8	Обществено осветление	Стопански клиент с основна дейност продажба на петролни продукти		
9		Улично осветление, непрекъснато през тъмната част		

3.3. Сигурност на доставките

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 обезпечават 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.

4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ

4.1. Регулиране на мрежите

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР се ръководи от следните основни принципи: стимулиране на инвестициите в инфраструктура по недискриминационен начин, равнопоставен достъп на нови участници до мрежите и пазара; постигане на високи стандарти за предоставяните услуги от обществен интерес, обезпечаване възможностите на клиентите за избор и смяна на доставчика, осигуряване защита на потребителите на енергийни услуги; създаване на стимули за енергийните предприятия за ефективност на регулираните дейности.

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;

- Правила за управление и технически правила на газопреносните мрежи; които регламентират: наличието и функционирането на информационна система, с включени всички елементи на мрежите, която служи за управление на обекти/съоръжения, събиране и архивиране на данни, анализ на състоянието, проверка на режими и др.; качество на природния газ и определяне на качествените му параметри; технически условия за безопасна и надеждна експлоатация на газопреносните мрежи на оператора; 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 (ГРМ) 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 и ползвателите на мрежата; описание на предлаганите от оператора на ГРМ услуги; процедури за присъединяване на клиенти към ГРМ и за смяна на доставчик; управление на оперативните режими на ГРМ; реализация, поддръжка и прекратяване на експлоатацията на съоръжения за регулиране и измерване; измерването на природния газ; търговското качество на обслужването; безопасността на ГРМ и газовите инсталации на клиентите; качеството на природен газ; дейности за стимулиране на енергийната ефективност.

- Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, обн., ДВ, бр. 36 от 16.04.2013 г., изм. и доп., бр. 103 от 27.12.2016 г. Дефинирането на ясни правила има за цел да осигури на всички участници на пазара на природен газ възможност за прозрачен и недискриминационен достъп до газопреносната мрежа чрез прозрачни и ефективни тръжни процедури за разпределяне на капацитет, създавайки предпоставки за гъвкаво използване на газопреносните мрежи, което ще допринесе за конкуренция и повишаване на ликвидността на пазара на природен газ в страната. Измененията в тези правила осигуриха възможността след 1 декември 2016 г. заявяването и разпределението на капацитет, както за точките на междусистемно свързване, така и за вътрешните входни и изходни точки на системата, да се извършва на Регионалната платформа за резервиране на капацитет RBP.

Комисията контролира съответствието на извършваните лицензионни дейности с условията на издадените лицензии, като извършва превантивен контрол в процедурите по издаване на лицензии по ЗЕ. Комисията текущо контролира съответствието на изпълнението на лицензионната дейност с условията на лицензията като извършва проверки на енергийните предприятия и осъществява последващ контрол върху изпълнението на приетите от нея решения по ЗЕ. Комисията контролира извършването на дейност, подлежаща на лицензиране по ЗЕ, както и изпълнението на задължението за осигуряване на достъп до собствена уредба и/или съоръжение и до добивна газопроводна мрежа, както и за осигуряване на достъп за ползването им в

случаите, предвидени в ЗЕ. Комисията изисква от всички лицензианти информация и извършва текущ контрол относно: брой прекъсвания, продължителност на прекъсванията, качество на обслужването, брой жалби, време за отговор на жалбите и време за коригиране на грешки при измерването и др.

4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „Български енергиен холдинг“ ЕАД. „Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик на активите, чрез които се осъществява дейността „пренос на природен газ“, включително на газопреносните мрежи; 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 газопреносните мрежи, 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.

С Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано като и е определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на България. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО е публикувана в бр. С 428 от 19.12.2015 г. на „Официален вестник“ на Европейския съюз.

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 Р България до газоразпределителни мрежи и стопански клиенти;
- газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ през територията на Р 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 ОПС осигурява: единното управление и надеждното функциониране на газопреносните мрежи; преноса и отчитането на природен газ по газопреносните мрежи; поддържането на обектите и съоръженията на тази 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. С оглед гарантиране 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 плановете 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 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 газопреносната мрежа, отчита и анализира всички входно-изходни гранични условия (заявки, налягане, обеми и др.), състоянието на газопреносните мрежи, 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 2009/73/ЕО, операторът на преносната мрежа е разработил Десетгодишния план за развитие на газопреносните мрежи за периода 2016-2025 г., след консултиране със заинтересованите страни на проведената публична консултация, който е съобразен с предстоящите изменения в доставките, потреблението и обмена с други държави. Взети 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 и в ПГХ „Чирен“. 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. С Решение № БП-54 от 18.08.2016 г. Комисията одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г.

Газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД и пазарът на природен газ се балансират, съгласно приетите от КЕВР Правила за търговия с природен газ, Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс, и одобрените с решение на КЕВР временни мерки: алтернатива на платформа за балансиране, временна такса за дисбаланс и Толеранс/допустимо отклонение в съответствие с Регламент (ЕС) № 312/2014.

4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп

В Методиката за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (МОЦДП), 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. МОЦДП се прилага по отношение 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 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“. Тарифният модел по отношение на цените за достъп и пренос по газопреносни мрежи е „entry-exit“.

Приетите от КЕВР изменения и допълнения на МОЦДП са с цел да се гарантира справедливо ценообразуване, извършвано по обективни и прозрачни критерии, като формираните и прилагани цени за дейността по пренос на природен газ да възстановяват направените разходи от оператора на газопреносните мрежи и да се гарантира финансовата стабилност на ОПС. Основните изменения и допълнения са във връзка с дефиниране на продължителността на регулаторния период от 2 до 5 години, което кореспондира с определения на дружеството метод на регулиране „горна граница на приходи“ и със съответните разпоредби на НРЦПГ. Въведен е механизъм на специалната регулаторна сметка, който е в съответствие с прилаганата практика на ценово регулиране на преносните оператори в страните-членки на ЕС. Прилагането на този механизъм е съобразено и с изискванията на приетите с Решение № 01/2013 от 29.11.2013 г. от Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори (АСЕР) „Основни насоки на правилата относно Хармонизирани тарифни структури за пренос на природен газ“, както и с Мрежовия кодекс за хармонизирани тарифни структури за пренос на газ (NC TAR). Регулаторната сметка следва да регистрира разликата между приходите, които ОПС има право да получи въз основа на прилагания регулаторен режим и действително получените от него приходи през същия период от време, като по този начин се цели свеждане до минимум на разликите между разрешените необходими приходи, които ОПС следва да получи въз основа на приложимия регулаторен режим и действителните приходи за същия период.

С решение № Ц-20 от 30.06.2016 г. КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД цени за съществуващите точки на свързване на газопреносната мрежа за транзитен пренос с газопреносни мрежи на съседни оператори: за услугата „прекъсваем пренос в права посока“ и за услугата „реверсивен пренос на търговска база“.

След подписването на споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA за свързване на газопреносните системи на България и Гърция, утвърждаването на цени за прекъсваеми услуги и възможността за виртуална търговия с природен газ, са сключени първите реални сделки за покупко-продажба.

След подписването на споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и румънския газопреносен оператор „Трансгаз“ АД за точката на междусистемно свързване Негру вода 1/Кардам също има реализирани сделки.

КЕВР регулира цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение в съответствие със ЗЕ, 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.

С Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ е създаден нов чл. 11а, регламентиращ компенсиране на разходи в случаите на наложено задължение към обществото на повече от едно енергийни предприятия. В чл. 17 е направено допълнение с нови алинеи, предвиждащи механизъм за поемане на допълнителни разходи на обществения доставчик на природен газ, вследствие на заявяване на количества природен газ след срока по договорите, от предизвикалото ги лице. С чл. 24а и чл. 40а е уреден редът за определяне на видовете предоставяни на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност и производството за утвърждаване на цени на тези услуги.

С направените промени се цели да се осигури изпълнение на принципите за баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и за равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия.

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. КЕВР утвърждава тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. 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.

КЕВР прие Правила за балансиране на пазара на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс. Правилата за балансиране на пазара на природен газ (обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.) имат ключово значение за създаване на условия за отваряне на пазара на природен газ и осигуряване на безпрепятствен пазарен достъп за всички участници на пазара, включително за навлизащи нови такива, чрез установяване на прозрачни и справедливи пазарно основани механизми за доставка и пренос на природен газ. Тези правила гарантират, че ползвателите на мрежата ще могат да отговарят за балансирането на балансните си портфолия, за да минимизират необходимостта операторът да предприема действия за балансиране. Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс (обн., ДВ, бр. 99 от 13.12.2016 г.) определя начина на изчисляване на размера на дневния дисбаланс и на цените за положителен и отрицателен дисбаланс, като гарантира формиране на недискриминационни такси за дисбаланс за ползвателите и създава стимули на ползвателите на преносните мрежи на територията на страната да балансират ефикасно балансните си портфолия.

Приетите промени в Наредба № 4 са в изпълнение на Решение № 411 на Министерския съвет от 19.05.2016 г. за приемане на План за действие с мерки, адресиращи основните проблемни области, възпрепятстващи нарастването на инвестициите, утвърдени с Решение № 617 от 12.08.2015 г. на Министерския съвет и целят оптимизиране на сроковете за присъединяване към мрежите на техническата инфраструктура в България, в т.ч. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи. Направените изменения и допълнения имат за цел постигане на предвидимост и яснота при провеждане на процедурата по присъединяване на обекти към газопреносната мрежа. В тази връзка в инвестиционния процес по присъединяване на обекти към газопреносната мрежа е определен срок, в който операторът на газопреносната мрежа да извърши съгласуване на проектите (подробните устройствени планове и инвестиционни проекти) за газопроводни отклонения и присъединяваните обекти, както и по-кратък срок, в който операторът на газопреносна мрежа да предложи становище за условията по присъединяване и проект на договор за присъединяване. Очакваният резултат от прилагането на Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 4 е подобряване на дейността на оператора на газопреносната мрежа и на качеството на предлаганите от него услуги.

Съгласно ЗЕ и НРЦПГ, КЕВР регулира цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи, които се образуват по групи клиенти в зависимост

от заявления 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.

В точките на междусистемно свързване на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с газопреносните системи на Гърция и Румъния, както и на всички изходни точки на газопреносната мрежа, българският газопреносен оператор сключи договор през 2016 г. за ползване в тези точки на Регионална платформа за резервиране на капацитет (Regional booking platform RBP) съгласно чл. 27, § 1 от Регламент (ЕС) № 984/ 2013. След 1 декември 2016 г. заявяването и разпределението на капацитет, както за точките на междусистемно свързване, така и за вътрешните входни и изходни точки на системата, се извършва на Регионалната платформа за резервиране на капацитет RBP. Платформата за резервиране на капацитет обезпечава резервирането на годишни, тримесечни, месечни, дневни и в рамките на деня капацитетни продукти, посредством механизмите за разпределение на капацитет, приложими съгласно Регламента.

Във връзка с одобрението от КЕВР на Правила за балансиране на природен газ и Методика за определяне на дневна такса за дисбаланс, приети от КЕВР с решение по Протокол № 227 от 30.11.2016 г., и в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014, от 03.01.2017 г. стартира използването на разработената от специалисти на „Булгартрансгаз“ ЕАД Платформа за търговско диспечирание (CDP). Платформата обезпечава подаването, обработването и потвърждаването на заявки и коригиращи заявки за пренос, разпределение на преминалите количества, предоставяне на информация относно балансовия статус на мрежовите ползватели и разпределение на дисбалансите по ползватели. Платформата осигурява използването на Виртуална търговска точка (VTP), посредством която могат да бъдат търгувани нематериални продукти (title transfer).

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 2016 г. няма физическо претоварване на газопреносната мрежа 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 АСЕР, и сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи.

През 2016 г. в сътрудничество с Гръцкия регулаторен орган РАЕ КЕВР одобри на „Ай Си Джи Би“ АД „Актуализирани указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка IGB“ и „Известие за участие“ съгласно параграф 6 на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО за провеждане на Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет, както и Известие за участие във Фаза II: Покана към участниците във фаза „Заявления за интерес“ да изразят интерес в резервирането на капацитет в междусистемен газопровод IGB.

Според представения доклад от дружеството относно резултатите от пазарния тест, приключил на 30.11.2016 г., са получени пет обвързващи оферти, като резервираният капацитет е в размер на 1.56 bcm/y. През месец ноември 2016 г. се проведе тристранна среща в гр. Атина, между представители на Комисията за енергийно и водно регулиране, РАЕ и „Ай Си Джи Би“ АД. На нея бяха обсъдени различни възможности за разпределение на остатъчния капацитет от междусистемен газопровод IGB, с оглед повишаване на икономическата жизнеспособност на проекта чрез привличане на по-широк кръг от инвеститори, които да се ангажират финансово в реализирането на проекта.

Във връзка с подписания меморандум за сътрудничество с регулаторния орган за енергия на Румъния (ANRE) през месец септември в гр. Букурещ, Румъния беше проведена двустранна среща между представители на двата регулаторни органа. Експерти от дирекция „Природен газ“ изнесоха презентации относно хармонизирането на регулаторната рамка в сектор природен газ в съответствие с Европейското законодателство и изграждането на междусистемните газови връзки в България.

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 НПО 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 2016 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

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 чл. 180, ал. 1 на ЗЕ и разпоредбите 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”.

Към края на 2016 г. няма битови клиенти на природен газ, които имат доставчик на природен газ, различен от крайния снабдител. При стопанските 0,03% от клиентите са сменили доставчика си на природен газ.

През 2016 г. няма клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежа, които са сменили доставчика си на природен газ по нерегулирани цени с доставчик по регулирана цена.

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 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005, през 2016 г. газовият сектор в Р България се развива в посока либерализация на пазара.

Основни участници на пазара на природен газ в страната са:

- „Булгартрансгаз” ЕАД, комбиниран газов оператор, осъществяващ дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“;

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

- търговци на природен газ, сключващи сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайни снабдители, клиенти, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с оператори на газопреносни и газоразпределителни мрежи;

- газоразпределителни дружества, осъществяващи дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, които доставят природен газ до клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи на лицензираните територии. В края на 2016 г. на територията на България са лицензирани 24 дружества. Те обслужват 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 80 общини извън тези региони.

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

Доставката и снабдяването с природен газ на територията на 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 Турция, Гърция и Македония.

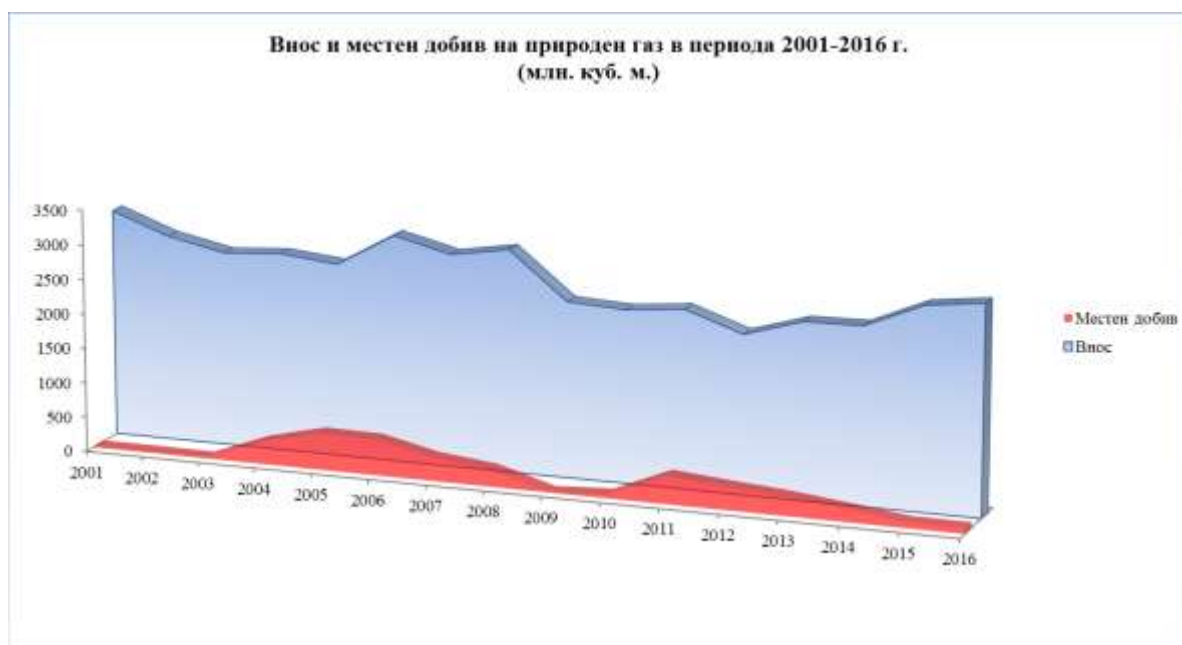
През 2016 г. доставката на природен газ на вътрешния пазар се осъществяваше от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, „Петрокелик“ ЕООД, „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и търговци на природен газ.

„Булгаргаз” ЕАД осъществява внос на природен газ за вътрешния пазар съгласно условията по Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. за доставка на природен газ, сключен с ООО „Газпром экспорт”.

Тенденциите в доставките на природен газ за вътрешния пазар на България за периода 2001-2016 г. са представени в табличен и графичен вид, по-долу:

Внос и местен добив на природен газ в млн. м³ за периода 2001-2016 г.

Година	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Внос	3260	2958	2788	2848	2768	3249	3048	3190	2521	2480	2563	2281	2535	2551	2911	3014
Местен добив	18	19	13	329	528	517	333	246	9	54	406	336	274	182	85	80
Общо:	3278	2977	2801	3177	3296	3766	3381	3436	2530	2534	2969	2617	2809	2733	2996	3094



Количеството природен газ, реализирано от обществения доставчик през 2016 г. е 3028 млн. м³, като структурата на потреблението по отделни отрасли е следната:

- енергетика – 918 млн. м³ или 30%;
- химическа индустрия – 1107 млн. м³ или 37%;
- други индустрии – 546 млн. м³ или 18%;
- разпределителни дружества – 457 млн. м³ или 15%.

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

Година/Потребител	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Енергетика	1136	1076	1135	1021	1081	1019	996	979	970	1003	1047	1038	987	949	917	918
Химия	1214	886	865	982	1158	1150	1113	1073	627	743	914	743	782	800	1077	1107
Други индустрии	697	666	763	745	772	867	937	859	542	469	527	482	694	497	535	546
Разпределителни дружества	93	113	147	158	212	291	362	430	391	446	499	475	462	449	458	457
Общо	3140	2741	2910	2906	3223	3327	3408	3341	2530	2661	2987	2738	2925	2695	2987	3028



Динамика на потреблението на природен газ в Р България в млн. м. куб. за периода 2001 – 2016 г.

Година	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Консумация	3140	2741	2910	2906	3223	3327	3408	3341	2530	2661	2987	2738	2925	2695	2987	3028

Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД продава на регулирани от КЕВР цени, като дялът му в продажбата на природен газ за 2016 г. е 98%. Останалите 2% са реализирани от търговци. В следващата графика е представено съотношението на реализираните количества природен газ от обществения доставчик по регулирани цени - на газоразпределителни дружества и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа и от търговците на природен газ по свободно договорени цени - на газоразпределителни дружества и клиенти.



Пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа

През 2016 г. основни ползватели на услугата „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, добивните предприятия и търговци. Доставка на природен газ до клиенти на територията на 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 към края на 2016 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 от местен добив (приблизително 2.6%). Наблюдава се увеличение с 4.51% на пренесените количества природен газ през 2016 г. спрямо пренесените количества през 2015 г.

Пренос на природен газ по газопреносна мрежа за транзитен пренос

„Булгартрансгаз“ ЕАД извършва пренос на природен газ през територията на Р 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.

През 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД откри реконструирани и модернизирани станции „Лозенец“, „Странджа“, „Петрич“ и „Ихтиман“, през които преминава транзитния пренос на природен газ в посока Турция и Гърция.

През 2016 г. пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос са 14 619,890 млн. м³ или с 8.25% повече в сравнение с 2015 г. (13 505,094 млн.м³), като се наблюдава увеличение на транзитираните количества природен газ и по трите направления - Турция, Гърция и Македония. През 2016 г. транзитираните количества природен газ за Турция са 11 730,488 млн.м³ или с 3,02% повече в сравнение с 2015 г.; за Гърция са 2 675,773 млн. м³ или с 35% повече в сравнение с 2015 г.; за Македония са 213,629 млн. м³ или увеличение с 56,56% в сравнение с 2015 г.

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 и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. През 2016 г. от ПГХ „Чирен“ са добити 364,959 млн. м³ и са нагнетени 342,279 млн. м³, като включват и виртуално добития и нагнетен природен газ. Реално добитите количества през 2016 г. са 342,159 млн. м³ или увеличение от 21,20% в сравнение с 2015 г. Реално нагнетените количества в газовото хранилище през 2016 г. са 319,478 млн. м³ или увеличение с 12,29% в сравнение с 2015 г.

4.2.2. Пазар на дребно

Снабдяването с природен газ на територията на 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. 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. 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. В тази връзка КЕВР утвърждава пределни цени за продажба на природен газ, което дава възможност на газоразпределителните компании да продават на крайни потребители на цени, по-ниски от утвърдените, което насърчава конкуренцията на пазара.

КЕВР извършва мониторинг на пазара на природен газ, като следи за недопускане на дискриминация между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория, което също стимулира конкуренцията на дребно 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.

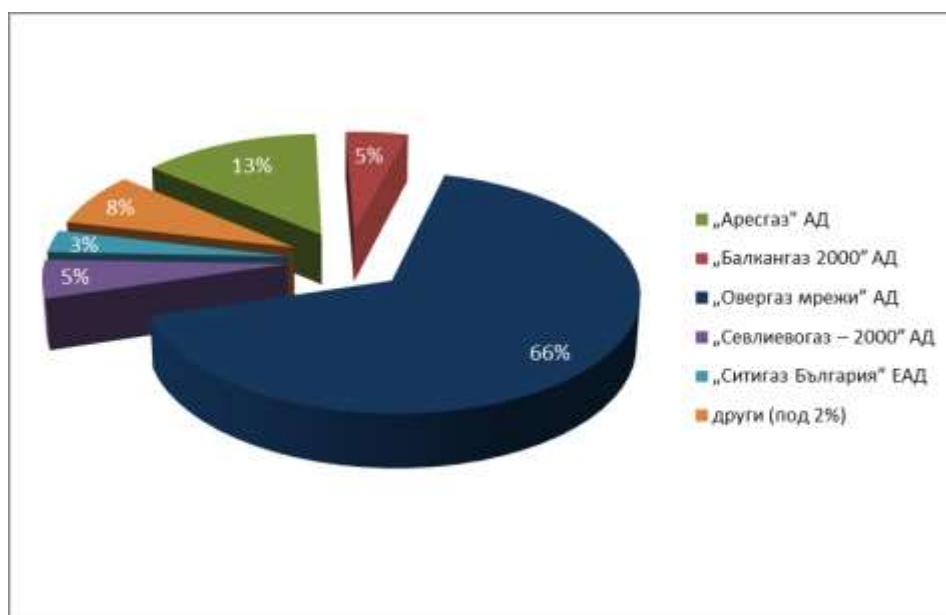
Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните дружества за изпълнение на заложените параметри в одобрените им бизнес планове, свързани със задълженията им по лицензиите за дейността „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Резултатите от дейността на газоразпределителните дружества през 2016 г. са представени в таблицата по-долу:

Параметър	Изградена мрежа за 2016 г.	Инвестиции за 2016 г.	Брой клиенти (с натрупване) към 31.12.2016 г.		Консумиран природен газ, хм ³ за 2016 г.	
			небитови	битови	небитови	битови
Газоразпределителни дружества	л. м.	хил. лв.	небитови	битови	небитови	битови
Общо:	110 291	19 370	6 573	80 697	410 645	76 051

По данни на газоразпределителните дружества, общият брой на клиентите в сектор „Природен газ“ през 2016 г. е 87 270, от тях – 80 697 (92%) битови клиенти и 6 573 (8%) небитови клиенти.

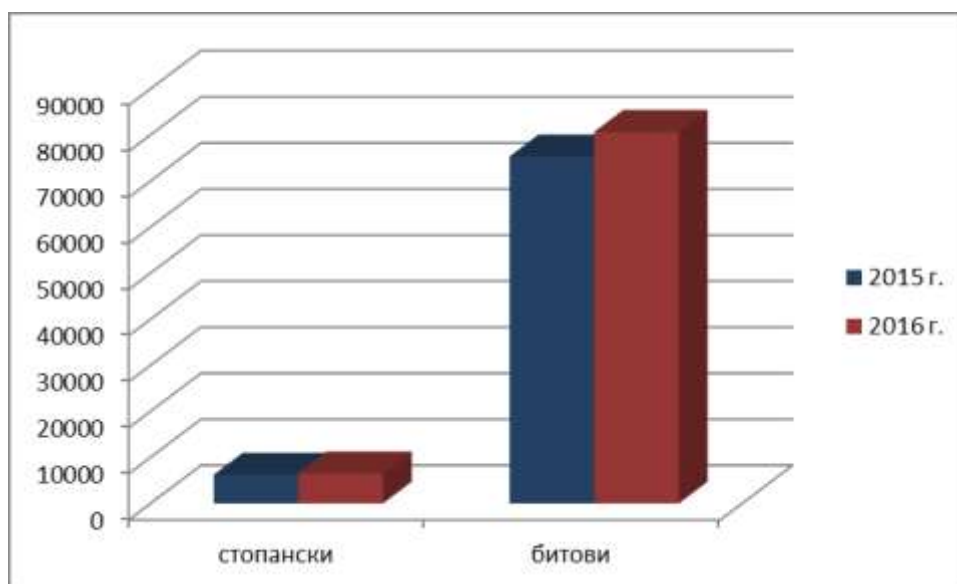
Разпределението на потребителите на природен газ по дружества е представено в графиката по-долу:



„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-много клиенти – 57 816, което е 66% от всички потребители на природен газ в страната, следвано от „Аресгаз“ АД с 13% и „Севлиевогаз – 2000“ АД с 5%. Стойността на индекса Херфиндал-Хиршман, който е

общоприет измерител за пазарна концентрация и установяване наличието на монопол, по отношение на доставените количества природен газ от газоразпределителните дружества на битови потребители в България, е 4935 и показва висока пазарна концентрация. Индексът е посочен за изчисление в годишните газови индикатори на CEER.

Броят на клиентите (битови и небитови) на газоразпределителните дружества през 2016 г. е нараснал от 81 620 за 2015 г. на 87 270, което е почти 7% увеличение за година. Броят на битовите клиенти е нараснал с над 7%, а на небитовите – с почти 5%.



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. 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 2016 г. българският регулаторен орган не е давал препоръки, свързани с цените на доставяния природен газ. КЕВР публикува информацията относно утвърдените действащи пределни цени.

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 гарантиране 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 2016 г. „Булгаргаз“ ЕАД закупува природен газ въз основа на договор с ООО „Газпром экспорт“. Делът на местния добив за нуждите на вътрешния пазар през 2016 г. се осигурява от добивните предприятия „Петрокелтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД.

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

През 2016 г. националната газопреносна мрежа е работила в режим значително под проектния, като са пренесени 3,4 млрд. м³, което количество представлява около 40 % от проектния капацитет (8 млрд. м³). Газоразпределителните мрежи са относително нови и повечето от тях също са натоварени значително под проектния им капацитет.

„Булгаргаз“ ЕАД осигурява количествата природен газ, необходими на клиентите му (крайни снабдители и небитови клиенти, присъединени към газопреносната мрежа) по силата на сключения договор за доставка на природен газ с ООО „Газпром экспорт“. Основна част от крайните снабдители осигуряват количества природен газ за клиентите си, присъединени към газоразпределителните мрежи, съгласно договори за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.

В одобрения от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г. е представен сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2016-2025 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 2016-2020 г.; прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Описани са мерките за гарантиране 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 01.01.2017 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 България за един ден на изключително голямо търсене на газ. Анализът показва, че при реализация на проектите „от общ интерес“, България ще изпълни стандарта за инфраструктура до края на 2017 г. С цел неговото постигане в одобрения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г. са предвидени няколко основни проекта, а именно: проекти за модернизиране, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции) и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

Предвидените за периода 2016-2025 г. инвестиции ще допринесат за постигане на 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 природен 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.

Инвестициите ще допринесат за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ 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.

Мерките, които се предвиждат 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 природен газ от Русия). 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. Хранилището, разполага с 23 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания газ. Настоящият капацитет на хранилището може да осигури съхранение на 550 млн.м³ природен газ.

С реализирането на предвидените инвестиции се цели и 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 природен 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 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.

Проектите 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) е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и е първи в листата от общо приоритетни проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа CESEC. 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. За реализацията на проекта има предвидена държавна гаранция, която последователно се подновява през 2015 г., 2016 г. и 2017 г., чийто настоящ размер е 220 млн. лева. Според актуалния график на проекта, се очаква строителството да започне през първото тримесечие на 2018 г. и проектът да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

Във връзка с реализацията на междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB), КЕВР одобри на „Ай Си Джи Би“ АД „Актуализирани указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка IGB“ и „Известие за участие“ съгласно параграф 6 на чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО за провеждане на Фаза I: Покана към заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет, както и Известие за участие във Фаза II: Покана към участниците във фаза „Заявления за интерес“ да изразят интерес в резервирането на капацитет в междусистемен газопровод IGB.

Пазарният тест приключи на 30.11.2016 г. и според информацията, съдържаща се в представения от дружеството доклад относно резултатите от пазарния тест, са получени пет обвързващи оферти, като резервираният капацитет е в размер на 1.56 bcm/y. През месец ноември 2016 г. КЕВР участва в организираната по покана на гръцкия регулатор тристранна среща в гр. Атина, между представители на Комисията

за енергийно и водно регулиране, Гръцкия регулаторен орган за енергия и „Ай Си Джи Би“ АД. На нея акционерите на „Ай Си Джи Би“ АД представиха намерението си да осъществят процедура за разпределение на остатъчния капацитет от междусистемен газопровод IGB, която да се проведе по същия недискриминационен и прозрачен начин, както двете фази на приключилия пазарния тест, но при адаптирана съкратена времева рамка. Представителите на двата регулатора изразиха положително становище относно провеждането на такава процедура, предвид необходимостта от повишаване на икономическата жизнеспособност на проекта чрез участие на по-широк кръг от инвеститори, които да се ангажират финансово в реализирането на проекта.

С Решение по Протокол № 247, т. 2 от 27.12.2016 г. КЕВР одобри становище относно предложеното предварително разпределение на капацитет от „Ай Си Джи Би“ АД, съдържащо се в доклад с резултати от Фаза на обвързващи оферти за резервиране на капацитет за проект IGB, проведена от 1 септември до 30 ноември 2016 г.

Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS) има за цел свързване на националните газопреосни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и 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. По данни от техническия проект, дължината на трасето София - Димитровград - Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопреосната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м³, а максималният е 3.2 млрд. м³. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.“. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 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 газопреосна мрежа. Същевременно, в кризисни ситуации интерконекторът ще бъде използван за доставка на природен газ от Сърбия.

Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB) е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреосните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г. 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 до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy). През 2016 г. е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта Междусистемна връзка Турция - България, направени са препоръки за избор на газопроводно трасе, технически проучвания, оценка на разходите, оценка и анализ на пазарните нужди, анализ разходи-ползи, предварителна оценка на въздействието върху околната среда и на социалното въздействие, график за развитие на проекта, предварително задание за технически проект, оценка на рисковете и др. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ITB е 2020 г.

Проектът Eastring - България е подпроект на клъстерния проект „Eastring“ за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от

алтернативни източници. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в общностния Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG за периода 2017-2026 г., предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България.

„Булгартрансгаз” ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/ден) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/ден) 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/ден.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз” ЕАД и „Eustream“ са подписали Меморандум за разбирателство, съгласно който двете страни ще си сътрудничат при анализа на перспективите за развитие на газовите пазари, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в гр. Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между Министерството на енергетиката на България и Министерството на икономиката на Словакия. Предстои провеждане на предпроектно проучване за проекта „Eastring”. То ще бъде изпълнено с финансовата подкрепа на програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF) във връзка с взето решение в рамките на CEF Call 2016-2.

Регионален газов хъб „Балкан” е свързан с развитие на газовата инфраструктура на територията на България. Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо 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 регионален газов 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 Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

Концепцията за изграждане на газов хъб „Балкан” е включена в списъка с проекти от „общ интерес” на Европейската комисия от 18 ноември 2015 г., съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (Регламент (ЕС) № 347/ 2013). В списъка този проект фигурира под номер ПОИ 6.25.4 в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на природен газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа.

Концепцията за газов хъб „Балкан” включва в себе си няколко ключови елемента, които в своята съвкупност формират проекта:

- Нови източници на природен газ;
- Оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен”;
- Модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура;
- Нова инфраструктура за газовия хъб.

Във връзка с необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване е одобрено безвъзмездно съфинансиране на стойност 920 500 евро по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF Call 2016-2) за „Предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан”.

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. 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.

В Раздел VI от ЗЕ „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“

КЕВР осъществява регулирането на дейностите в енергетиката, като се ръководи от общи принципи, определени в Закона за енергетиката, 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 осъществява регулирането на дейностите в енергетиката и осигурява правата на потребителите, като 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.

Измененията на Закона за енергетиката от 17.07.2012 г., с които се транспонират изискванията на Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, в чиято основа са интересите на потребителите, укрепват и гарантират съществуващите права на потребителите и включват по-голяма прозрачност на правата им по отношение на енергийния сектор, в частност – на газовия сектор. С измененията в ЗЕ е въведено задължителното съдържание на договорите с потребители на енергийни услуги; посочена е информацията, която енергийните предприятия - страни по договорите, предоставят на своите потребители на енергийни услуги, както и начините за нейното предоставяне; въведено е изискването енергийните предприятия, извършващи доставка на природен газ, да осигуряват центрове за предоставяне на информацията на потребителите на енергийни услуги, както и за работа с тях съгласно правилата за работа с потребители. Регламентира се задължението на енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, в общите условия за снабдяване и ползване на мрежите и в правилата за работа с потребители на енергийни услуги да определят специални процедури за предоставяне на уязвими клиенти на информация, свързана с потреблението и за преустановяване снабдяването на уязвими клиенти.

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. Допълнени и прецизирани са разпоредбите, касаещи мерките за защита на крайните клиенти, които задължително трябва да се съдържат в договорите с потребители на енергийни услуги. ЗЕ въвежда изисквания към енергийните предприятия да предоставят информация на своите клиенти, включително за реално потребените количества и стойността на предоставената услуга, 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, да уведомяват своите битови клиенти за всяка предложена промяна на договорните условия и цените на предоставяните услуги, както и за правото на потребителите едностранно да прекратят договора в срок от 30 дни от датата на уведомяването, ако не приемат новите условия и/или цени. В тази връзка, § 42, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г., в сила от 6.03.2015 г.) предвижда крайните снабдители 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 и 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 снабдяването на уязвими клиенти. По данни на дружествата броят на регистрираните уязвими клиенти за 2016 г. в сектора е 4.

КЕВР упражнява контрол върху задълженията на енергийните предприятия относно предоставяне на информация на клиентите и по отношение на работата с потребителите на лицензираните газоразпределителни дружества във връзка с предоставяната годишна отчетна информация за дейността и чрез извършване на проверки на място.

5.2. Уреждане на спорове

Условието 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 снабдителни, 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.

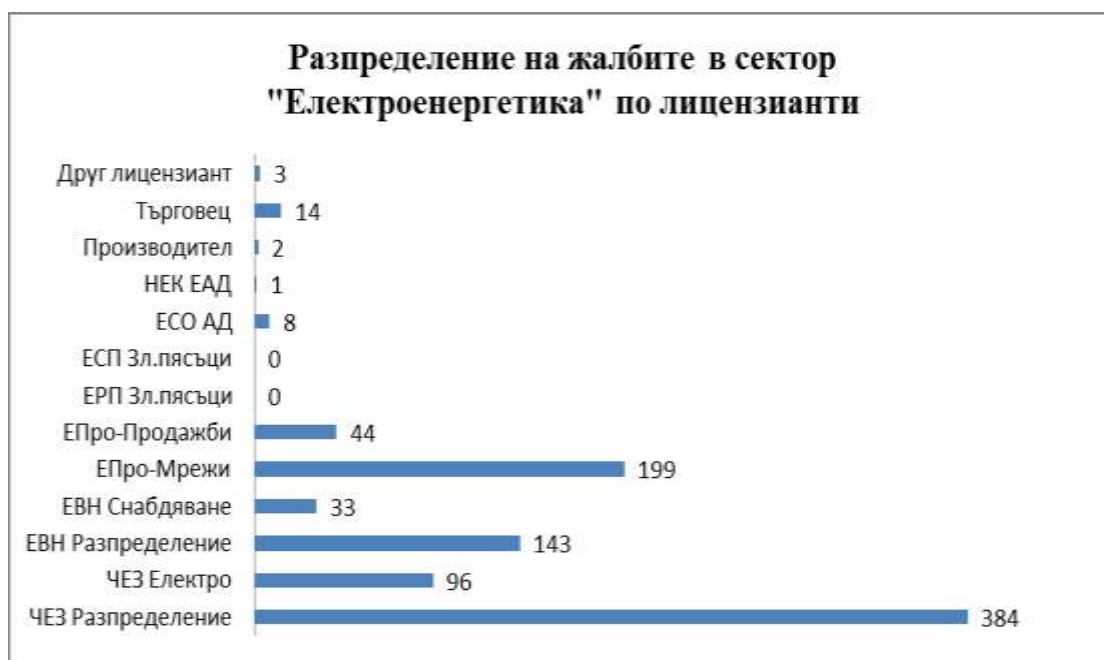
Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, Комисията взема решение по жалбата в срок два месеца след получаването ѝ. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от 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“

През 2016 г. в Комисията за енергийно и водно регулиране бяха получени общо 997 заявления от клиенти и потребители на електрическа енергия. Деветстотин тридесет и една от тях съдържат реквизити на жалба, поради което за тях бяха

образувани административни производства на основание чл. 22, ал. 1 от ЗЕ. В шест от случаите жалбите бяха насочени срещу нелицензирани от Комисията дружества.



Най-голям брой са жалбите и сигналите с твърдения за некоректно отчитане на показанията на средствата за търговско измерване, неточна работа на часовниковите превключватели, неправилно изчислени количества консумирана електрическа енергия при установяване на неправомерно използване на такава, неправомерно прекъсване на електрозахранването.

Конкретният брой на жалбите и сигналите според предмета на оплакването е посочен в следната диаграма:



Както е видно от горната диаграма, други причини за жалби, сигнали и оплаквания са:

- проблеми с лошо качество на доставяната електрическа енергия в цели населени райони – ниско напрежение в точката на присъединяване, чести спирания на електрозахранването, повреди в електрически уреди;
- ненавременно или неточно отчитане на консумираната електрическа енергия, монтаж на средства за търговско измерване на голямо разстояние от обекта и подмяната им без предварително уведомяване;
- преустановяване на електрозахранването без основание и предварително уведомяване;
- забавено или отказано присъединяване на нови обекти на производители и потребители на електрическа енергия;
- лошо състояние на елементи от разпределителната мрежа и необходимост от изместване на електрически съоръжения;
- възстановяване на неправомерно закрити партиди и прекратяване на договори за достъп до електроразпределителната мрежа;
- изкупуване на съоръжения на потребители от електроразпределителните дружества;
- неизпълнение на договорни отношения или промяна на условията за присъединяване на обекти на потребители и производители към електроразпределителните или преносната електрическа мрежа;
- достъп на потребители и производители до свободен пазар на електрическа енергия;
- изкупуване на произведена от възобновяеми енергийни източници и по високотехнологичен метод електрическа енергия;
- други.

За периода от 01.01.2016 г. до 31.12.2016 г. КЕВР се произнесе с общо 76 решения

по образувани административни производства във връзка с жалби, от които:

- 31 бр. с дадени задължителни указания;
- 28 бр. за прекратяване поради неоснователност;
- 13 бр. за прекратяване поради отпаднал правен интерес;
- 4 бр. за прекратяване поради недопустимост.

За изясняване на факти и обстоятелства по подадени жалби, които не могат да бъдат изяснени документално бяха извършени 20 бр. проверки на място на електроразпределителните дружества. От тях 9 бр. – на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, 9 бр. – на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и 2 бр. - на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД. Извършените проверки на място са насочени основно към разрешаване на спорове между клиенти и мрежови оператори свързани с условията за присъединяване на обекти към електроразпределителната мрежа и с качеството на доставяната електрическа енергия.

За допълнително изясняване на обстоятелствата по подадени в КЕВР жалби бяха проведени десет тристранни срещи. Започнала е процедура за доброволно уреждане на спор между „Калиакра Уинд Пауър“ АД и „ЕСО“ ЕАД.

Провеждането на тристранни срещи има положително въздействие върху спорещите страни, намалява времето за изясняване на обстоятелствата и спомага за по-бързо разрешаване на проблемите.

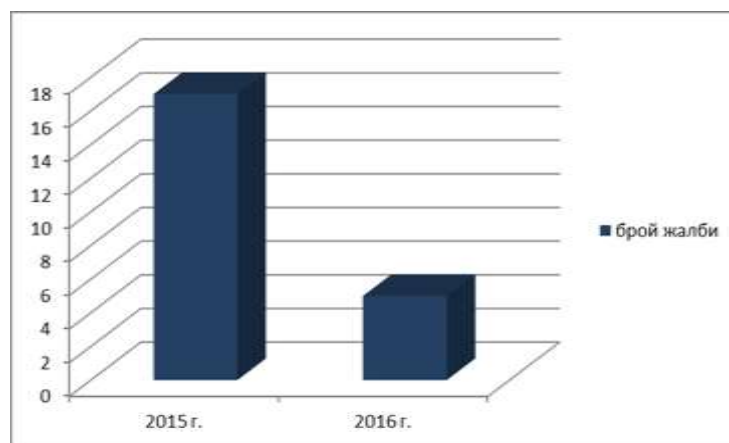
5.2.2. В сектор „Природен газ”

За сектор „Природен газ” през 2016 г. в КЕВР са подадени общо 20 запитвания и жалби, от които 5 жалби по чл. 22 от Закона за енергетиката. По получените запитвания са извършени проверки по документи и са изготвени отговори, които са изпратени на адресатите.

По две от жалбите, свързани с присъединяване към мрежата, КЕВР се е произнесла с решения, като е приела, че жалбите са неоснователни и е прекратила

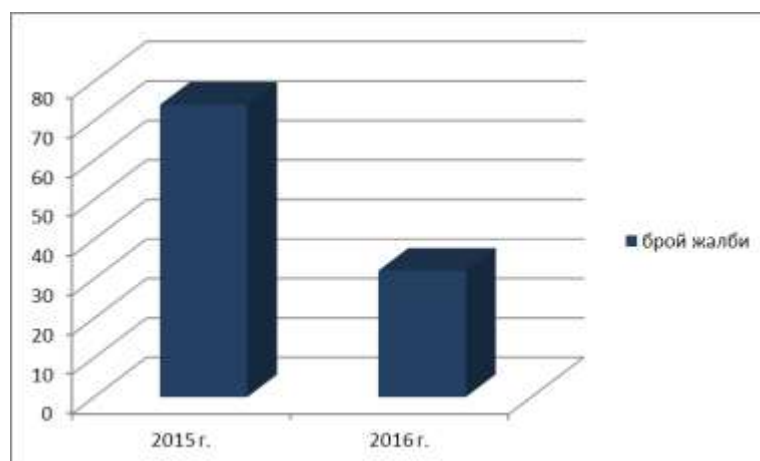
преписките. Административното производство по една от жалбите не е приключило, поради фактическата и правна сложност на случая. Две от подадените в КЕВР жалби не са разгледани по същество, поради установени нередовности, които не са били отстранени в определения срок.

Броят на жалбите в сектор „Природен газ“, подадени в КЕВР през 2016 г., е намалял със 70% спрямо броя на жалбите, подадени през 2015 г. и е най-ниският в сравнение с другите три сектора. Това се дължи основно на малкия брой газифицирани домакинства в страната, но и на осъществявания от страна на КЕВР контрол по отношение на работата с потребителите на лицензираните газоразпределителни дружества във връзка с предоставяната годишна отчетна информация за дейността и чрез извършване на проверки на място.



През 2016 г. потребителите, които са подали жалби в газоразпределителните дружества, представляват под 0,04% от всички потребители на природен газ. Жалби са подадени в 11 от общо 35 лицензирани територии в България. Броят на потребителите на природен газ в тези 11 територии (72 802) съставлява 83% от всички потребители на природен газ в страната. Най-много жалби са подадени в „Овергаз Мрежи“ АД за лицензираната територия на Столична община и община Божурище - 8 бр. (0,03% от битовите клиенти на дружеството). Това представлява 25% от всички жалби в сектора.

През 2016 г. броят на подадените в газоразпределителните дружества жалби е 32, което е намаление от 57% спрямо 2015 г., когато са били 74.



Подадените в газоразпределителните дружества жалби през 2016 г., според предмета на оплакването, са разпределени, както следва:

Предмет на жалбите	Брой жалби	Брой удовлетворени жалби
Присъединяване към ГРМ (Connection to the grid)	8	1
Неточно измерване (Metering)	2	1
Нелоялни търговски практики (Unfair commercial practices)	3	2
Договори, продажби (Contracts and sales)	1	0
Възстановяване на газоснабдяването (Activation)	2	2
Прекъсване, поради неплащане (Disconnection due to no or late payment)	2	2
Фактуриране (Invoicing/billing and debt collection)	2	0
Обслужване на клиенти (Customer services)	1	0
Друго	11	5

От графиката по-долу е видно, че жалбите са свързани основно с: присъединяване към ГРМ, неточно измерване, нелоялни търговски практики, договори и продажби, възстановяване на спряно газоснабдяване, прекъсване поради неплащане, фактуриране, обслужване на клиенти и др.



В газоразпределителните дружества през 2016 г. са постъпили:

- 8 бр. жалби, свързани с присъединяване към ГРМ, от които 7 бр. – неоснователни и една – основателна, която е удовлетворена.
- 3 бр. жалби, свързани с нелоялни търговски практики – недоставени фактури. Жалбите са основателни и са удовлетворени.

- 11 бр. други жалби, свързани с: повреди във вътрешните инсталации на клиентите, които са тяхна собственост и отговорност; други са подадени от лица, които не са клиенти на ГРД и са свързани с мястото на монтаж на ГРИТ; свързани с начислена такса за спиране/възстановяване на газоподаването вследствие на прекратяването му поради закъсняло плащане на фактура за природен газ.

Газоразпределителните дружества са разгледали получените жалби и са приели

за основателни и съответно са удовлетворили 13 от тях.

На всички подадени жалби дружествата са отговорили в установените срокове.

Информация относно средствата за уреждане на спорове, разясняване правата на клиентите, реда, по който могат да се обърнат към КЕВР, когато не са удовлетворени от отговора или не са получили такъв и др., е публикувана на интернет страниците на по-голямата част от дружествата и е обявена в центровете за работа с клиенти.