



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

# **Годишен доклад за Европейската комисия**

**юли 2018 г.**

## **СЪДЪРЖАНИЕ**

<b>СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ</b>	<b>3</b>
<b>1. ПРЕДИСЛОВИЕ</b>	<b>5</b>
<b>2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ</b>	<b>6</b>
2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия	6
2.2. Основни промени в пазара на природен газ	6
<b>3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ</b>	<b>8</b>
3.1. Регулиране на мрежите	8
3.1.1. Отделяне	8
3.1.2. Техническа експлоатация	8
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	11
3.1.4. Трансгранични въпроси	14
3.1.5. Съответствие	18
3.2. Насърчаване на конкуренцията	19
3.2.1. Пазари на едро	19
3.2.2. Пазар на дребно	27
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)	34
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	35
<b>4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>36</b>
4.1. Регулиране на мрежите	36
4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система	36
4.1.2. Техническа експлоатация	36
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	38
4.1.4. Трансгранични въпроси	40
4.1.5. Съответствие	42
4.2. Насърчаване на конкуренцията	43
4.2.1. Пазари на едро	43
4.2.2. Пазар на дребно	47
4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция	50
4.3. Сигурност на доставките	51
4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	52
4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици	52
<b>5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>56</b>
5.1. Защита на потребителите	56
5.1.1. В сектор „Електроенергетика“	56
5.1.2. В сектор „Природен газ“	57
5.2. Уреждане на спорове	58
5.2.1. В сектор „Електроенергетика“	59
5.2.2. В сектор „Природен газ“	61

## 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	Гръцкият 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, RAЕ	Гръцкият 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	Румънският енергиен регулаторен орган

BOTAS	Турският газопреносен оператор
CDP	Платформа за търговско диспечирание
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

В сектор „Електроенергетика“ усилията на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията, регулатора) през 2017 г. бяха съсредоточени върху продължаване на започнатите през 2015 г. процеси на либерализация на електроенергийния пазар, в съответствие с европейските политики и законодателство в сектора. През 2017 г. КЕВР концентрира усилията си върху създаване на необходимата подзаконова рамка за премахване на пречките пред пълното отваряне на пазара. Приета беше нормативната база за въвеждане на различни сегменти за борсова търговия с електрическа енергия, с което да се гарантира прилагането на справедливи принципи на ценообразуване.

През 2017 г. КЕВР продължи дейността си за приемане на цялостната необходима регулаторна рамка за създаване на либерализиран газов пазар у нас и за диверсификация на газовите доставки. Регулаторът одобри Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване в съответствие с целите и принципите и в изпълнение на изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 и Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ. Това допринася за отварянето на газовия пазар и за създаване на възможности за реална конкуренция в сектора.

От 1 октомври 2017 г. стартира ефективното прилагане на входно-изходния тарифен модел на определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Продължи прилагането на режима за балансиране на пазара на природен газ при условията на временни мерки в съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи.



**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**

Първият етап от дейността на Българска независима енергийна борса ЕАД (БНЕБ ЕАД) – въвеждане на сегмента „търговия ден напред“, безспорно беше успешен. Стартира търговията и по сегмента за двустранни договори. Предстоящо е началото и на търговия „в рамките на деня“. С промените в Закона за енергетиката (ЗЕ), от 1.01.2018 г. всички производители на електрическа енергия с обща инсталирана мощност над 5 MW задължително предлагат произведената електроенергия на организирания борсов пазар, което е стъпка към увеличаване на ликвидността на пазара на електроенергия. Разрастването на борсовата търговия постави като важен въпроса за правомощията на регулатора да осъществява мониторинг и контрол и да възпрепятства опити за пазарни манипулации и злоупотреби. Това изисква въвеждането на европейския регламент Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 година относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT) в националната законова и подзаконова уредба като важна мярка, която ще позволи на КЕВР да изпълнява пълноценно функциите си с цел да гарантира прозрачността и интегритета на пазара и в случаи на доказани манипулации, да налага ефективни санкции срещу нарушителите.

В ценовите решения през периода, Комисията последователно прилагаше балансиран подход, отчитащ интересите на всички участници, и не допусна резки ценови изменения. Цените на електроенергията за регулирания пазар и през 2017 г. на практика запазиха своите равнища, за което свидетелства фактът, че за последните 3 години, те са увеличени с 2,5 %. След неизбежния скок с около 20 на сто на цените на топлинната енергия през м. април, в резултат на рязкото изменение на международните цени на природния газ, КЕВР не допусна промяна на цените за населението през целия отоплителен сезон 2016-2017 г. Този подход на регулатора по отношение на цените на електроенергията и топлинната енергия беше от особена важност за битовите клиенти и специално за онези част от тях, които попадат в категорията енергийно уязвими потребители. За тяхната защита е необходимо държавата да въведе мерки за подпомагане, които да позволят либерализацията на пазара да премине без социални сътресения.

### **2.2. Основни промени в пазара на природен газ**

През 2017 г. КЕВР 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 пазара в ЕС и този в Източна Европа, като предприе редица важни стъпки с ключово значение за постигане на посочените цели. През отчетната година, в рамките на своите правомощия, КЕВР прие решения в изпълнение на изискванията на европейското законодателство, свързани с либерализацията и интеграцията на пазара на природен газ. По този начин се стартира реалното прилагане на приетите от Комисията през предходната година нормативни актове, което оказва положително въздействие върху развитието на процесите на либерализация в сектора и правилното функциониране на пазара на природен газ в страната, в съответствие с европейското законодателство.

От 1 октомври 2017 г. стартира прилагането на входно-изходния тарифен модел на определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система. В

тази връзка, в съответствие с Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР утвърди необходими годишни приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата година от регулаторния период 2017-2019 г. След утвърждаване на необходимите годишни приходи от Комисията, „Булгартрансгаз“ ЕАД определи тарифната структура и цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони за първия ценови период - газова година 2017/2018 г. Дейността на оператора по пренос на природен газ при прилагането на входно-изходния тарифен модел се наблюдава текущо от Комисията, като ежесечно се извършва анализ на предоставените от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни за разпределените капацитети, резервираните капацитети и тяхната използваемост от ползвателите, както и за приходите от дейността.

На основание Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс, през месец март 2017 г. Комисията утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД разходна компонента на цената на природния газ за балансиране, считано от 01.05.2017 г., и през месец септември 2017 г. - разходна компонента на цената на природния газ за балансиране за газова година 2017/2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД организира балансирането на пазара на природен газ съгласно разпоредбите на ЗЕ, Правилата за търговия с природен газ и Правилата за балансиране на пазара на природен газ. Балансьорът сключва сделки за покупка и продажба на природен газ за балансиране с ползвателите на мрежата по цени, определени по Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс. Съгласно Методиката, балансьорът изчислява разходната компонента и предлага нейната стойност за утвърждаване от КЕВР.

Измененията в Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, приети в края на 2016 г., дефинираха ясни правила с цел на всички участници на пазара на природен газ да се осигури 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. През 2017 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.

В изпълнение на изискванията и в съответствие с целите и принципите на Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ, през 2017 г. КЕВР прие Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, които следва да се прилагат от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Управление на претоварването е управление на капацитетите за пренос на оператора на преносна система с оглед оптимално и максимално използване на техническия капацитет и навременно откриване на точки на бъдещо претоварване и насищане. Принципите за управление на претоварването и разпределение на капацитет се основават на освобождаване на неизползвания капацитет чрез предоставяне на възможност на ползвателите на мрежата да дадат под наем или да препродадат капацитетите по своите договори, както и на задължение за операторите на преносни системи да предлагат неизползвания капацитет на пазара поне за един ден напред и без прекъсване.

През 2017 г., с оглед постигане на оптимални условия за преодоляване на изолацията на българския газов пазар и осигуряване на възможности за свободен пренос на газ през

българските граници, Комисията прие позиция относно ангажиментите, предложени от „Газпром“ по дело АТ.39816 - Доставка на газ нагоре по веригата в Централна и Източна Европа.

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 създаването 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 2017 г. КЕВР одобри на „Булгартрансгаз“ ЕАД Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г., който служи за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, изготвян от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР се стреми да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия, като цели отваряне, правилно функциониране, развиване на конкурентен, сигурен и устойчив вътрешен пазар на природен газ, като част от единния пазар на природен газ в ЕС.

### **3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ**

#### **3.1. Регулиране на мрежите**

##### **3.1.1. Отделяне**

Във връзка с реструктурирането на дейностите, свързани с производство, пренос и управление на енергийната система, в съответствие с Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (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) № 714/2009

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от оператори на електроразпределителни мрежи на обособени територии – „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Север“ АД, Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Златни пясъци“ АД.

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



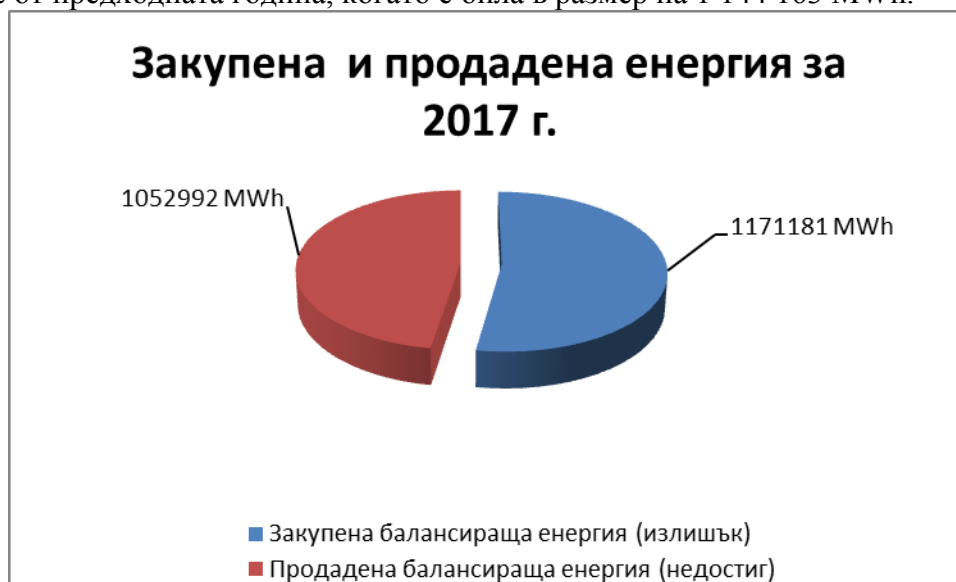
### *Предоставяне на балансиращи услуги*

В съответствие със ЗЕ Комисията определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия (БП). Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсирание на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия, с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Наблюденията на Комисията по отношение работата на балансиращия пазар на електрическа енергия в Р България за 2017 г. показват, че пазарът функционира стабилно и осигурява предвидима среда в отношенията между всички обхванати търговски участници. С Решение № Ц-41 от 30.12.2016 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 2017 г. е 1 052 992 MWh, спрямо 980 322 MWh през 2016 г., което представлява нарастване на енергията за недостиг с 7%. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2017 г. е 1 171 181 MWh, което е с близо 2% повече от предходната година, когато е била в размер на 1 144 163 MWh.



За всеки период на сетълмент се определят две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2017 г. за енергиен недостиг е 191,17 лв./MWh, спрямо 185,58 лв./MWh през 2016 г. Средната цена за енергиен излишък за 2017 г. е 13,56 лв./MWh, спрямо 14,45 лв./MWh през 2016 г.

В таблицата по-долу са представени данни за максималната, средната и минималната цена на балансиращата енергия за недостиг и излишък през 2017 г.:

<b>Балансираща енергия при недостиг</b>	
Минимална цена, EUR/MWh	72,09
Максимална цена, EUR/MWh	541,66
Средна цена, EUR/MWh	97,74

<b>Балансираща енергия при излишък</b>	
Минимална цена, EUR/MWh	0
Максимална цена, EUR/MWh	16,36
Средна цена, EUR/MWh	6,93

На пазара на балансираща електрическа енергия през 2017 г. са регистрирани:

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

С Решение № Ц-40 от 29.12.2017 г. КЕВР възприе подход за обвързване на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре с цената за базов товар на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД за съответния ден. Комисията счита, че прилагането на този подход ще осигури предпоставки за стабилност на сектора, сигурността на снабдяването, недопускането на арбитражи между балансиращия пазар и пазара „ден напред“, спазването на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ, както и че при така определената цена, разходите на търговските участници на годишна база не би следвало да се увеличават.

*Мониторинг на времето, необходимо за свързване и ремонт*

ЗЕ урежда задълженията на преносното, съответно на разпределителните предприятия да присъединяват всички обекти на производители и потребители към съответната мрежа. Съгласно чл. 116, ал. 7 от ЗЕ условията и редът за присъединяване към съответната мрежа, преустановяване на присъединяването или снабдяването с електрическа енергия и границата на собственост между електрическите съоръжения се определят с наредба, приета от Комисията.

Във връзка с прилагането на законовите изисквания относно техническите условия, начините и сроковете за присъединяване на клиенти и производители към електроразпределителните мрежи, с решения на КЕВР, са приети следните подзаконови нормативни и административни актове, регламентиращи присъединяването към тези мрежи: Наредба № 6 от 24.02.2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи (Наредба № 6), Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, Указания за образуване на цените за присъединяване на потребители към

електроразпределителната мрежа и общи условия на договорите за снабдяване и разпределение на електрическата енергия, включващи правила за работа с потребители на енергийни услуги. С цел предоставяне на информация на потребителите, горесцитираните административни актове са публично известни, като същите се поставят на видно място в централите за работа с клиенти и се публикуват на интернет страниците на снабдителните и електроразпределителните дружества.

В изпълнение на задълженията по чл. 37, параграф 1, б. „м“ от Директива 2009/72/ЕО и съобразно установените в ЗЕ правомощия, КЕВР контролира дейностите, извършвани от лицензирани енергийни предприятия, съгласно издадените им лицензи, както и наблюдава времето, за което мрежови оператори извършват свързвания на производители и клиенти на електрическа енергия към съответните електрически мрежи, с цел намаляване и облекчаване на процедурите за присъединяване и редуциране на административната тежест, чрез създаване на унифицирана процедура за обслужване.

### 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 14.03.2017 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, с изключение на цената за достъп за небитови клиенти до електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, която се заплаща за KWh/ден присъединена мощност. Услуги за пренос и достъп се заплащат от клиенти, присъединени към електропреносната и електроразпределителната мрежи, търговци, които сключват сделки за износ и търговци, които сключват сделки от името на ползвател на мрежови услуги.

През 2017 г. с Решения № Ц-7 от 07.04.2017 г. и Ц-19 от 01.07.2017 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“.

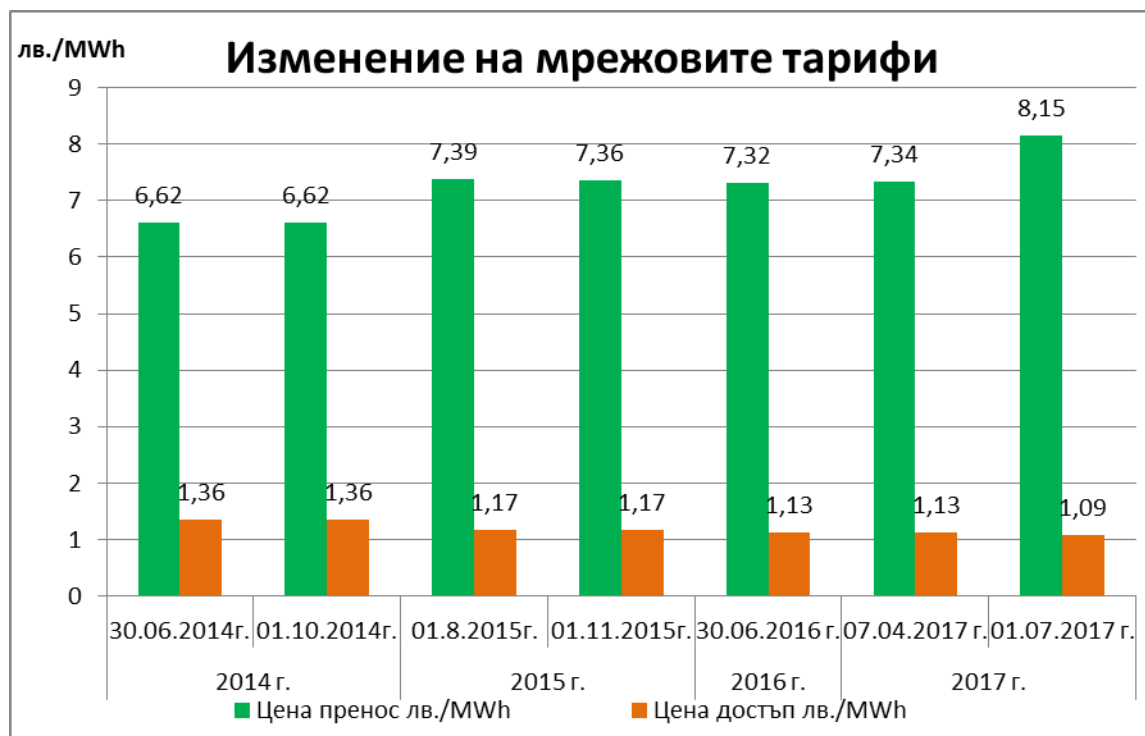
Утвърдените цени и ценообразуващи елементи с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на Комисията за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната мрежа са посочени в следващата таблица:

Ценови решения		2016 г.	2017 г.	
		30.06.2016 г.	07.04.2017 г.	01.07.2017 г.
Цена пренос	лв./MWh	7,32	7,34	8,15
Необходими годишни приходи	хил. лв.	294 708	295 831	326 475

Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 283 089	40 283 089	40 077 648
<b>Цена достъп</b>	лв./MWh	1,13	1,13	1,09
Необходими годишни приходи	хил. лв.	45 646	45 646	43 580
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	40 283 089	40 283 089	40 077 648

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 намалява, докато цената за пренос се увеличава, вследствие на по-малкото количество електрическа енергия и увеличението на необходимите приходи на дружеството за извършване на лицензионна дейност.



*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 01.07.2017 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 6,68 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“. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“, Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с Глава трета от НРЦЕЕ. С Решение № Ц-19 от 01.07.2017 г. на КЕВР са утвърдени необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за третия ценови период от четвъртия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението 44 (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

Съгласно разпоредбата на чл. 31а, ал. 1, т. 3 от ЗЕ Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Предвид изменението на цените на природния газ за II тримесечие на 2017 г., които влияят съществено върху централите с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна

енергия и съгласно разпоредбата на чл. 22, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, при прилагането на методите за ценово регулиране, през 2017 г. са били изменени цените на електроразпределителните дружества с Решения № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР.

#### *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 01.07.2017 г. Комисията запазва целевите стойности за технологичните разходи на електроразпределителните дружества, съобразно представените отчети, като за отделните компании са, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България” АД – 8%;
- „Електроразпределение Юг” ЕАД – 8%;
- „Електроразпределение Север” АД – 9%;
- „Електроразпределение 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 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 (Регламент № 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.

На българо – румънска граница през 2017 г. Transelectrica (Румъния) организира месечните и годишните търгове. Проектът на правилата за 2017 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тръжни зони, спрямо Тръжните правила за 2016 г., одобрени от КЕВР. На българо – румънска граница през 2017 г. ЕСО ЕАД организира дневните търгове. Проектът на правилата за 2017 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тръжни зони, спрямо Тръжните правила за 2016 г., одобрени от КЕВР.

Споразумения за провеждане на двустранни координирани търгове между ЕСО ЕАД и МЕРСО (Македония), както и между ЕСО ЕАД и ТЕΙΑС (Турция), не са сключени. В тази връзка независимият преносен оператор провежда годишни, месечни и дневни тръжни процедури за предоставяне на 50 % от преносната способност за търговски обмени на съответната граница. Основната промяна в Тръжните правила включва: отпада изискването търговският участник, придобил ФПП чрез търг, проведен от ЕСО ЕАД, за междусистемното сечение с Турция, да известява предварително броя на насрещните

страни, които са регистрирани като участници на турския енергиен пазар; подаването на известие за насрещна страна за междусистемното сечение с Турция се извършва с известяването на график за междусистемен обмен.

На българо – гръцка граница ЕСО ЕАД организира месечните търгове за разпределение на ФПП, а ИТТО (Гърция) организира годишните и дневните търгове. Проектът на правилата за 2017 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на ФПП между двете тържни зони, спрямо Тържните правила за 2016 г., одобрени от КЕВР.

На българо – сръбска граница ЕСО ЕАД организира годишните и месечните търгове за разпределение на преносни способности, като вторичният пазар ще се администрира от българския преносен оператор. Проектът на правилата за 2017 г. остава без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на ФПП между двете тържни зони, спрямо Тържните правила за 2016 г., одобрени от КЕВР.

На българо – сръбска граница EMS (Сърбия) организира дневните търгове. Проектът на правилата за 2017 г. остават без промяна в разпределението на ролите, както и без съществена промяна в условията за провеждане на търгове за разпределение на преносни способности между двете тържни зони, спрямо Тържните правила за 2016 г., одобрени от КЕВР.

По данни от средствата за измерване и изчислени на граница обмени за 2017 г., в българската ЕЕС са постъпили 3 705 423 MWh електрическа енергия от съседните ЕЕС, което е с 19% по-малко в сравнение с данните за 2016 г., а са изнесени 9 185 794 MWh, което е с 16% по-малко от 2016 г.

*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*

Съгласно разпоредбите на чл.81г от ЗЕ ЕСО ЕАД разработва и внася ежегодно в Комисията за одобряване десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа на Република България, който е разработен в съответствие с Раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система, като е съобразен с изискванията на Европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Той осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на електроенергийната система, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването. С Решение № ДПРМ-2 от 25.09.2017 г. на КЕВР, на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от ЗЕ, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, е одобрен План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на ЕСО ЕАД.

*Сътрудничество във връзка с прилагането на регламенти на ЕК*

През изминалата година Комисията извърши множество дейности и прие редица решения в сектор „Електроенергетика“, свързани с прилагането на регламентите и

мрежовите кодекси, определящи Правилата на единния европейски електроенергиен пазар. Мрежовите кодекси и свързаните с тях насоки са разработени, за да се реализират трите цели на европейската енергийна политика – да се гарантира сигурността на доставките, да се създаде конкурентен вътрешен пазар на електрическа енергия и намаляването на въглеродните емисии в електроенергийния сектор. За да се случи това, мрежовите кодекси и свързаните с тях насоки трябва да се прилагат и изпълняват в цяла Европа.

**Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването**\_Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (Регламент 2015/1222) определя правилата за изчисляване на трансграничния капацитет, определянето и прегледа на тържните зони и работещи пазари „ден напред“ и „в рамките на деня“. Регламент 2015/1222 определя методите за разпределяне на капацитета на пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“ и очертава начина, по който капацитетът да бъде изчислен в различните зони. Въвеждането на хармонизирани трансгранични пазари ще доведе до по-ефективен единен европейски пазар и ще бъде от полза на потребителите. Тези правила осигуряват основа за прилагането на единен енергиен пазар в Европа.

С влизането му в сила през август 2015 г., Регламент 2015/1222 бележи началото на официалния период на изпълнение, по време на който държавите-членки, включително ENTSO-E, операторите на преносните системи (ОПС), националните регулаторни органи, енергийните борси и участниците на пазара си сътрудничат, за да се разработят методологиите и инструментите, описани в Регламент 2015/1222.

В изпълнение на регулаторните си функции, през 2017 г. КЕВР взе решение да поиска изменение на следните документи от оператора за свързване на пазарите – БНЕБ ЕАД и от оператора на преносната система – ЕСО ЕАД, в съответствие с Регламент 2015/1222:

- Методика за модела на общата електроенергийна мрежа, в съответствие с чл. 17;
- Методика за разпределяне на приходите от избягването на претоварване, в съответствие с чл. 73;
- План за съвместно изпълняване на функциите на операторите за свързване на пазарите, в съответствие с чл. 7;
- Предложение за моментите на отваряне и затваряне на пазара за сделки с междузонова преносна способност в рамките на деня, в съответствие с чл. 59;
- Предложение за резервна методика в съответствие с чл. 36;
- Предложение за алгоритъм, включително набор от изисквания на операторите на преносни системи и номинираните оператори на пазарите на електроенергия за разработване на алгоритми, в съответствие с чл. 37;
- Предложение за продукти, които могат да бъдат взети предвид от номинираните оператори на пазарите на електроенергия в процедурата за единно свързване на пазарите „ден напред“ и „в рамките на деня“, в съответствие с чл. 40 и чл. 53;
- Предложение за резервни процедури на Регион за изчисляване на преносна способност Югоизточна Европа (България, Гърция и Румъния), в съответствие с чл. 44.

В изпълнение на регулаторните си функции, през 2017 г. КЕВР одобри следните документи, в съответствие с Регламент 2015/1222:



- Методика за осигуряване на данни за генериращите мощности и товарите, в съответствие с чл. 16 от Регламент 2015/1222;
- Изменено предложение за Методика за модела на общата електроенергийна мрежа, в съответствие с чл. 17;
- Срок за началото на гарантираността на сделки за „ден напред“, в съответствие с чл. 69;
- Изменено предложение за План за съвместно изпълняване на функциите на операторите за свързване на пазарите, в съответствие с чл. 7.

**Регламент (ЕС) 2016/1719 за установяване на насоки относно предварително разпределяне на преносна способност** На 26 септември 2016 г. Европейската комисия прие Регламент (ЕС) 2016/1719 за установяване на насоки относно предварително разпределяне на преносна способност (Регламент 2016/1719, Регламент FCA), който става задължителен в държавите-членки на ЕС от 16 октомври 2016 г. Регламент 2016/1719 установява насоки, в които се определят подробни правила за разпределяне на междусистемен капацитет във форуърдните пазари, относно създаването на обща методология за определяне на дългосрочния междусистемен капацитет, за създаването на единна платформа за разпределяне на европейско ниво, предлагаща дългосрочни преносни права, и за възможността да се върнат дългосрочни преносни права за последващо разпределение на капацитет или прехвърляне на дългосрочни права за пренос между участниците на пазара.

В изпълнение на регулаторните си функции и в съответствие с изискванията на Регламент 2016/1719, през 2017 г. КЕВР одобри предложение на операторите на преносни системи за изискванията относно единна платформа за разпределяне съгласно чл. 49 и поиска изменение на предложението на операторите на преносни системи от Регион за изчисляване на преносна способност Югоизточна Европа (България, Гърция и Румъния) за регионално оформление на дългосрочните права за пренос съгласно чл. 31.

**Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 година относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия** Относно изискванията на REMIT, през 2016 г. експертите от КЕВР продължиха действията по поддържане на национален регистър на пазарните участници. Регистърът дава на всеки участник на пазара единен идентификатор и съдържа достатъчно информация, за да идентифицира участника на пазара, включително съответните подробности, свързани с идентификационния номер по ДДС, седалището, лицето, отговорно за неговите оперативни и търговски решения. Регистрацията на участниците на пазара чрез КЕВР се извършва чрез приложението Централизиран европейски регистър на участниците на енергийния пазар (Centralised European Register of Energy Market Participants, CEREMP), създадено от АСЕР.

През 2017 г. КЕВР получи достъп до платформата за уведомяване на АСЕР, чрез която пазарните участници могат да уведомят КЕВР и АСЕР в случай на съмнения за манипулация на пазара на електрическа енергия. Достъпът до платформата е поставен на видно място на интернет страницата на КЕВР.

По препоръка на АСЕР, експерти от КЕВР започнаха участие в Постоянен комитет за мониторинг на пазара (MMSC), в рамките на който представители на националните регулаторни органи и на АСЕР обсъждат потенциални нарушения на REMIT. През годината експерти от КЕВР участваха активно в работата на работните групи по прилагане

на Регламент (ЕС) № 1227/2011 (REMIT) и по-конкретно в работни групи REMIT CG и Market Monitoring Standing Committee (MM SC). В рамките на работните групи се разработват методики и наръчници, свързани с прилагане на регламента, проучвания за манипулиране на пазара за търговия на едро с електроенергия и търговия с вътрешна информация. При разработването на тези наръчници и методики се изисква от националните регулаторни органи активно да участват в дискусиите, да попълват въпросници и да предоставят данни. В тази връзка от името на КЕВР са попълвани въпросници, свързани с работата по изпълнение на задълженията на лицата, които извършват сделки по занятие (PPAT), чл. 15 от регламента. Също така са представени вижданията на регулатора при изработването на наръчник за определяне на добрите практики за разследване на манипулации, свързани със задържане на мощност (capacity withholding), предоставяне на информация по текущи случаи и др.

### **3.1.5. Съответствие**

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

В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ Комисията наблюдава изпълнението на задълженията на независимия преносен оператор. Във връзка с неизпълнение на задълженията на независимия преносен оператор, съгласно чл. 21, ал. 3 от ЗЕ, в рамките на регулаторните си правомощия, Комисията:

1. Налага санкции за дискриминационно поведение на операторите в полза на вертикално интегрираното предприятие;
2. Наблюдава комуникациите между оператора и вертикално интегрираното предприятие, за да се гарантира, че операторът изпълнява задълженията си;
3. Действа като орган за уреждане на спорове между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
4. Изисква информация и документи, касаещи търговските и финансовите отношения, включително заемите между вертикално интегрираното предприятие и оператора;
5. Одобрява търговски и финансови споразумения между вертикално интегрираното предприятие и оператора в случаите, когато те влияят на условията за развитието на пазара;
6. Изисква обосновка от вертикално интегрираното предприятие във връзка с представените от отговорника по съответствието решения относно плана за развитие на мрежата или отделни инвестиции на оператора, включително по отношение на спазването на изискванията за недискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие;
7. Извършва проверки в обектите на вертикално интегрираното предприятие и на оператора;
8. Одобрява ежегодно 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60;
9. Възлага всички или определени задачи на независимия преносен оператор на независим системен оператор, предложен от собственика на мрежата, в случай че операторът нарушава системно задълженията си, свързани с изискванията за

независимост, съгласно Глава осма „а“, Раздел II от ЗЕ, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

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

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

## **3.2. Насърчаване на конкуренцията**

### **3.2.1. Пазари на едро**

#### *Описание на пазара на едро*

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 2017 г. се оценява на 12 070 MW. Абсолютният максимален годишен товар е 7 690 MW, реализиран на 10 януари в 19:00 часа, с най-високо върхово потребление в размер на 164 024 MWh. Абсолютният минимален товар е 3 907 MWh, реализиран на 10 юни.

Дяловете на произведената електрическа енергия в зависимост от първичния ресурс и използваната производствена технология през 2017 г. се разпределят, както следва:



Най-голям дял в производството на електрическа енергия имат централите, работещи с лигнитни въглища – 43%, следващият дял е на ядрената енергия – 36% и съответно на енергията от възобновяеми източници ВЕЦ – 8% и 8% за енергия от вятър, слънце и биомаса.

При анализ на динамиката на произведените количества електрическа енергия през 2017 г., в сравнение с 2016 г., се забелязват две тенденции. При една част от първичните технологии за производство на електрическа енергия се забелязва спад на произведената енергия. Най-голям спад има при производството на електрическа енергия от водно електрически централи – 23.5%. Минимален спад около 2% се отчита при централите с ядрена енергия, вятърна енергия и фотоволтаични централи. Технологиите, които бележи ръст при произведената нетна електрическа енергия през 2017 г. са централите, работещи с лигнитни въглища. Ръстът при тях е 8,7% спрямо 2016 г. и при централите на биомаса-8.07% ръст.

Използваните данни за инсталираните мощности и произведената нетна електрическа енергия през 2016 и 2017 г. на предприятия, присъединени към преносната мрежа, са предоставени от ЕСО ЕАД.

Видове технологии	Инсталирана мощност в MW		Произведена нетна електрическа енергия в MWh		Изменение в % произведена на електрическа енергия 2016=100
	2016 г.	2017 г.	2016 г.	2017 г.	
1. АЕЦ	2 000	2 000	14 932 619	14 718 368	98,57
2. ТЕЦ на лигнитни въглища	4 119	4 119	16 196 171	17 605 902	108,70

3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища	600	362	255 316	246 111	96,39
4. ТЕЦ на газ	563	563	1 729 845	1 609 514	93,04
5. ВЕЦ в т. ч.	3 204	3 204	4 438 123	3 395 131	76,50
5.1. ПАВЕЦ производство	1 399	1 399	1 059 839	899 639	84,88
5.2. ПАВЕЦ помпи	933	933	625 373	647 485	103,54
6. ВИ в т. ч.	1 813	1 822	3 054 654	3 054 993	100,01
6.1. Вятърни ЕЦ	701	701	1 424 548	1 414 564	99,30
6.2. Фотоволтаични ЕЦ	1 043	1 043	1 338 661	1 325 472	99,01
6.3. ЕЦ на Биомаса	69	78	291 445	314 956	108,07
Общо: 1+2+3+4+5+6	12 299	12 070	40 606 726	40 630 018	100,06

*Източник ЕСО ЕАД*

Годишното брутно производство на страната през 2017 г. е в размер на 42 578 650 MWh, годишното потребление и собствени нужди от електроцентралите е 4 830 449 MWh.

Брутното вътрешно електропотребление през 2017 г. е в размер на 37,7 TWh, като не се отбелязва съществена разлика спрямо 2016 г.

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

Показател	Година				
	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ, MWh</b>	41 072 730	44 559 309	46 107 609	42 090 851	42 578 650
<b>Потребление и собствени нужди от ЕЦ, MWh</b>	4 306 159	4 718 268	4 904 209	4 570 426	4 830 449
<b>Постъпила в ЕПМ енергия от ЕЦ, MWh</b>	36 766 571	39 841 041	41 203 399	37 520 425	37 748 201
<b>Физически внос**</b>	3 350 387	4 319 338	4 232 762	4 568 412	3 705 090
<b>Общо постъпила енергия в ЕПМ, MWh</b>	40 116 958	44 160 379	45 436 161	42 088 837	41 453 291
<b>Загуби в ЕПМ, MWh</b>	884 604	953 325	935 256	867 040	902 326
<b>Изкарана електроенергия от ЕПМ, MWh</b>	39 232 354	43 207 054	44 500 906	41 221 799	40 550 965
<b>Потребление за помпи, MWh</b>	1 057 064	813 789	748 281	918 394	968 736
<b>Физически износ, MWh**</b>	9 530 934	13 774 537	14 697 872	10 940 640	9 186 146
<b>Потребление от ЕПМ, MWh*</b>	28 644 357	28 618 728	29 054 752	29 362 765	30 396 083

*Таблица 2: Източник: „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД*

*\* не са включени загубите в ЕПМ и потребление за помпи*

*\*\* Данните за физически внос и износ от 2015 г. до 2017 г. са в българско време, а тези от 2013 г. и 2014 г. са в СЕТ време.*

*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*

През 2017 г. най-големите обеми реализирани обмени с електрическа енергия по графици от търговските участници от България са в посока Румъния, с ръст от 296 % спрямо 2016 г., Сърбия, с ръст от 149 % и Македония, с ръст от 112%. Отчита се неблагоприятна тенденция с драстично намаление на обмена с Турция. Обменът с Турция е намалял 5 пъти, където същият представлява 21 % от този през 2016 г., а обменът в обратна посока към България бележи ръст от 1015 %.

<b>ОБМЕНИ</b>			
<b>Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници</b>			<b>Изменение</b>
<b>Граница/посока</b>	<b>MWh</b>		<b>%</b>
	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2017/2016</b>
България - Румъния	514 874	1 524 288	296
Румъния - България	2 114 696	1 146 712	54
България - Сърбия	1 342 400	2 005 243	149
Сърбия - България	1 078 044	684 809	64
България - Македония	1 418 496	1 595 182	112
Македония - България	145 201	60 953	42
България - Гърция	4 091 761	3 200 313	78
Гърция - България	291 880	267 571	92
България - Турция	2 752 500	580 984	21
Турция - България	124 618	1 265 223	1015

През 2017 г. общо физическият обмен за внос на електрическа енергия през 2017 г. е 3 705 090 MWh бележи спад спрямо 2016 г. с 29 %. Това намаление е най-голямо при граница Сърбия и Румъния. При граница Турция, Гърция и Македония има увеличение на физическия внос. Тенденцията за намаление се запазва и при общия износ на електрическа енергия на физическа граница през 2017 г. Общият физически износ е 9 186 146 MWh и бележи намаление спрямо 2016 г. с 26%. Най-голямото намаление отново е при граница Турция – над 2 пъти намаление, следвано от Гърция. Увеличение се отчита на граница Румъния, Сърбия и Македония.

<b>Физически обмен с електрическа енергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни страни</b>			<b>Изменение</b>
<b>Граница/посока</b>	<b>MWh</b>		<b>%</b>
	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2017/2016</b>
<b>Внос</b>			
Физическа граница - общо	4 568 412	3 705 090	81
в т.ч.			
- Румъния	4 322 966	3 571 101	83
- Сърбия	225 753	9 490	4
- Македония	1 798	2 200	122
- Турция	3 418	101 832	2980
- Гърция	14 477	20 467	141
<b>Износ</b>			

Физическа граница - общо	10 940 640	9 186 146	84
в т.ч.			
- Румъния	181 168	464 933	257
- Сърбия	1 375 323	2 124 747	154
- Македония	2 233 120	2 448 594	110
- Турция	4 624 846	2 085 160	45
- Гърция	2 526 183	2 062 712	82

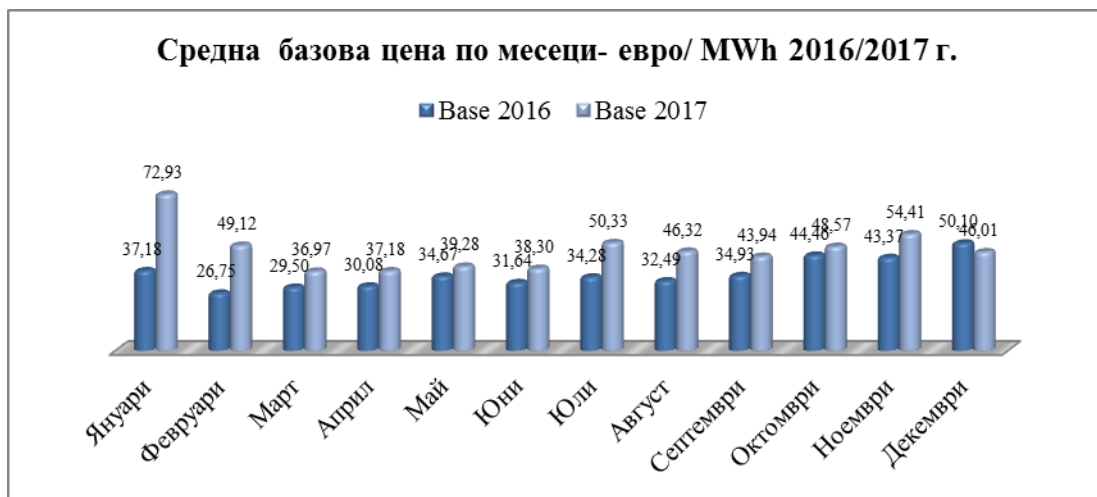
#### Участници на пазара за производство на електрическа енергия

През 2017 г. продажбите на производителите по почасови графици са: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - 14 708 494,6 MWh, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД- 7 756 748 MWh, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД – 1 847 303,840 MWh, „КонтурГлобал Марица Изток 3“ ЕАД – 4 345 855 MWh, „ЕЙ и ЕС ЗС Марица Изток 1“ ЕАД – 3 146 825 MWh и „ТЕЦ Марица 3“ АД – 28 905 MWh, „Топлофикация Русе“ – 39 859 MWh.

Характеристика на конкуренцията на пазара може да се даде с два количествени критерия, чрез които се измерва концентрацията на пазара - Хиршман Херфиндалов Индекс - ХХИ<sup>1</sup> и Индекс на концентрация С3<sup>2</sup>. Въз основа на данните от ЕСО ЕАД за произведената нетна електрическа енергия от основните участници на пазара за производство на електрическа енергия, КЕВР изчисли двата критерия. Стойността на ХХИ е 4015, а на С3- 78,66. В този случай може да се направи изводът, че пазарът е силно концентриран и слабо конкурентен.<sup>3</sup>

По-надолу в графиките са проследени динамиките на средните цени на БНЕБ ЕАД по месеци за 2016 г. и 2017 г. на базов товар, пик и офпик товар.

При сравнение на среднопретеглените цени за трите продуктови пазара, на пазар ден по месеци, 2017 г. спрямо 2016 г., се забелязва ръст на месечните цени с едно изключение – месец декември, където тенденцията е обратна.

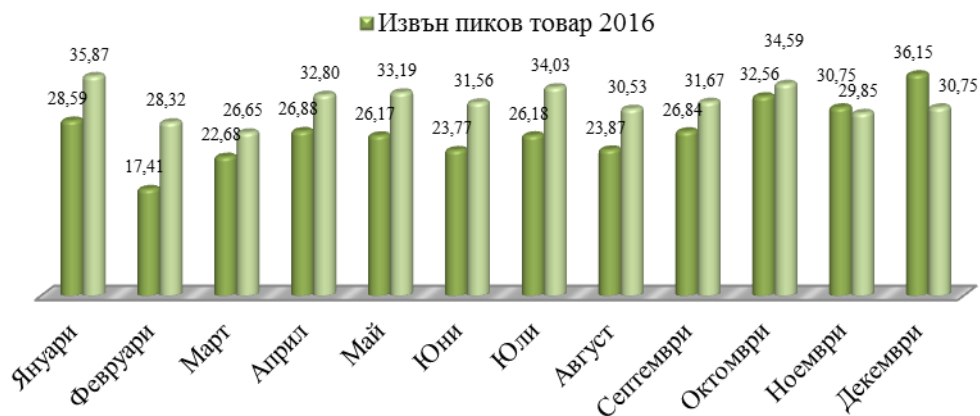


<sup>1</sup> Хиршман Херфиндаловия Индекс се изчислява като сума на пазарните дялове на участниците на пазара, повдигнати на квадрат.

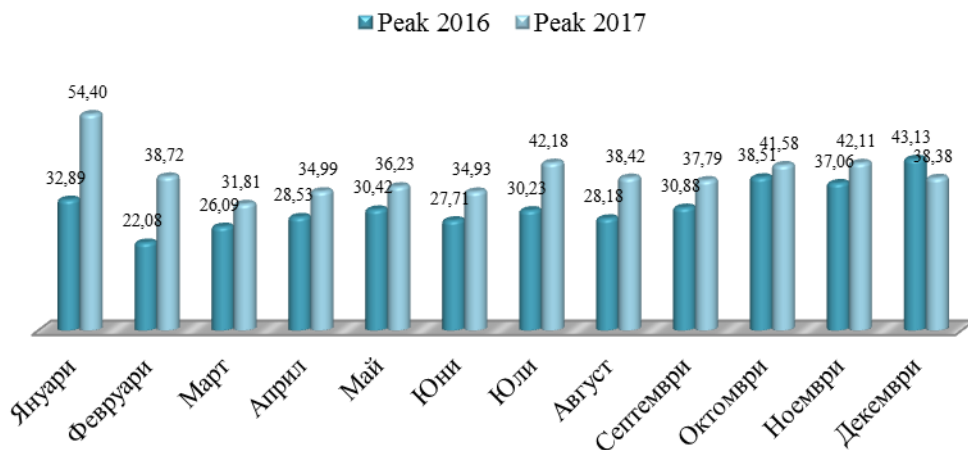
<sup>2</sup> Индексът се изчислява като сума от първите три пазарни участници на пазара с най-висок пазарен дял.

<sup>3</sup> Правила за търговия с електрическа енергия [http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/PTEE\\_18072013.pdf](http://www.dker.bg/files/DOWNLOAD/PTEE_18072013.pdf)

### Средна офпик цена по месеци евро /MWh 2016/2017 г.



### Средна пик цена по месеци евро/MWh 2016/2017 г.



Месец	Изменение на средните цени в % за 2017 г. спрямо 2016 г.		
	Базов товар	Пик	Оф пик
Януари	196,14 %	165,40 %	125,46 %
Февруари	183,60 %	175,34 %	162,65 %
Март	125,32 %	121,93 %	117,51 %
Април	123,58 %	122,65 %	122,06 %
Май	113,28 %	119,10 %	126,80 %
Юни	121,06 %	126,08 %	132,76 %

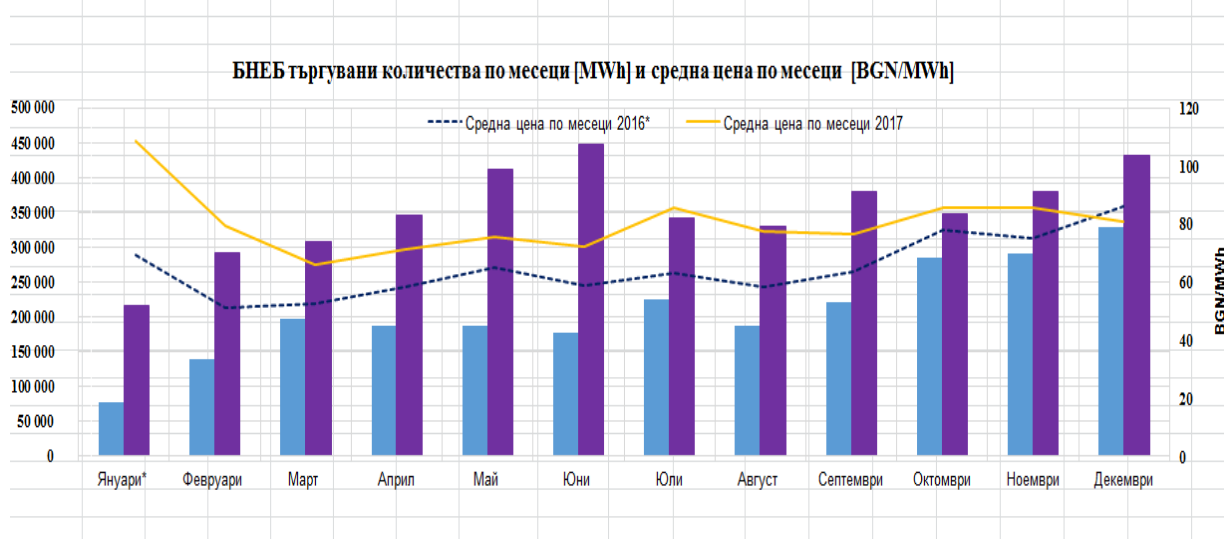


Юли	146,84 %	139,53 %	129,96 %
Август	142,58 %	136,37 %	127,92 %
Септември	125,81 %	122,35 %	117,98 %
Октомври	109,24 %	107,97 %	106,24 %
Ноември	125,46 %	113,63 %	97,06 %
Декември	91,85 %	89,00 %	85,06 %

От анализа на динамиката на средните борсови цени по трите вида товар, може да се отбележи, че най-високият ръст на цените е през месец януари и февруари, в рамките на 60% до 96% ръст. Този ръст може да се обясни с обстоятелството, че на 09.01.2017 г. със заповед на министъра на енергетиката се спира износът на електрическа енергия, за да се гарантира вътрешното потребление, което бележи значителен ръст вследствие на ниските зимни температури. В анализ<sup>4</sup> на Европейската комисия за влиянието на действията предприети от България, Гърция, Румъния, Франция и Италия, по време на лошите метеорологични условия през януари 2017 г. се налага изводът, че решенията за ограничаване на износа имат последици в регионален мащаб. За България изводът е, че високото търсене на електрическа енергия е било ограничено в кратък период от време, 4 дни, поради което не е било необходимо да се спира износът за толкова дълъг период от време (27 дни). В доклада ЕК изчислява, че енергийните предприятия в България са понесли загуби в размер на 27 милиона евро.

През месеците юли и август също има значителен ръст на цените, в сравнение със същия месец на 2016 г. - между 30 и 46%.

През останалите месеци този ръст се движи в рамките от 6 до 32%. През месец декември 2017 г. тенденцията е обърната и цените на трите товара са по ниски с до 15 %.

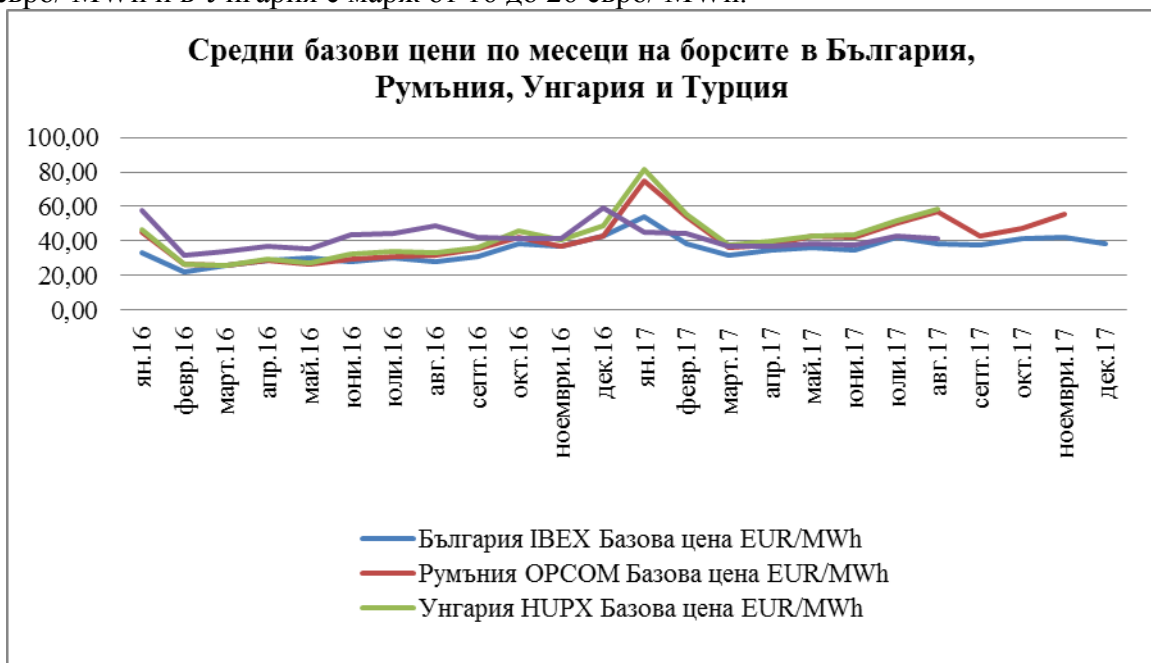


В графиката на БНЕБ ЕАД са сравнени търгуваните количества и съответните средни борсови цени. През месеците юли и август се отбелязва висок ръст на цените и ръстък спад на търгуваните количества. През месеците май и юни са търгувани най-

<sup>4</sup>[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/platts\\_report\\_final\\_version\\_rrr.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/platts_report_final_version_rrr.pdf)

големите количества – над 400 000 MWh. След спада на търгуваните количества, през юли и август се забелязва отново леко покачване, което достига най-висока стойност през месец декември - 430 274,90 MWh. Общият обем на търгуваните количества през 2017 г. е 4 233 800 MWh. Ръстът спрямо търгуваните количества през 2016 г. – 2 505 209 MWh е 167%.

При сравнение на средните базови цени по месеци за 2017 г. на борсите в България, Унгария, Румъния и Турция се установява, че цените на БНЕБ АД са под средните цени на борсите в останалите страни. Динамиката на цените през 2017 г. на българската борса следва тази на останалите борси. Най-голяма разлика в цените се между забелязва през месеците януари, февруари и август 2017 г., с цените на борсата в Румъния – марж от 15 до 20 евро/ MWh и в Унгария с марж от 16 до 26 евро/ MWh.



#### *Балансиращ механизъм, студен резерв и регулираща енергия*

През 2017 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**

#### *Участници на пазара на битови клиенти*

Един добре функциониращ пазар на дребно изисква наличието на значителна конкуренция между достатъчно на брой активни доставчици на електрическа енергия. Основна роля в процеса на развитие на конкуренцията на пазара на дребно играят операторите на разпределителните мрежи, които следва да гарантират равнопоставеност на пазарните участници при достъпа им до разпределителните мрежи и до клиентите. Тези условия са от решаващо значение, за да се развие ефективна конкуренция на пазара, която да привлича инвестиции и да е в интерес на потребителите.

На пазара на дребно осъществяват дейност четири оператора на електроразпределителни мрежи, които са лицензирани да разпределят електрическа енергия на клиенти, присъединени към разпределителната мрежа ниско и средно напрежение на съответните обособени територии.

- „ЧЕЗ Разпределение България” АД оперира на територията на 10 области в Западна България. „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.

- „Електроразпределение Север” АД оперира на територията на 9 области в Северна България, „Електроразпределение Юг” ЕАД оперира на територията на 9 области в Южна България. „Електроразпределение Златни пясъци“ АД има ограничен географски район на дейност в регион Варна.

В графиката по-долу са посочени географските територии, на които оперират четирите дружества, оператори на разпределителни мрежи:

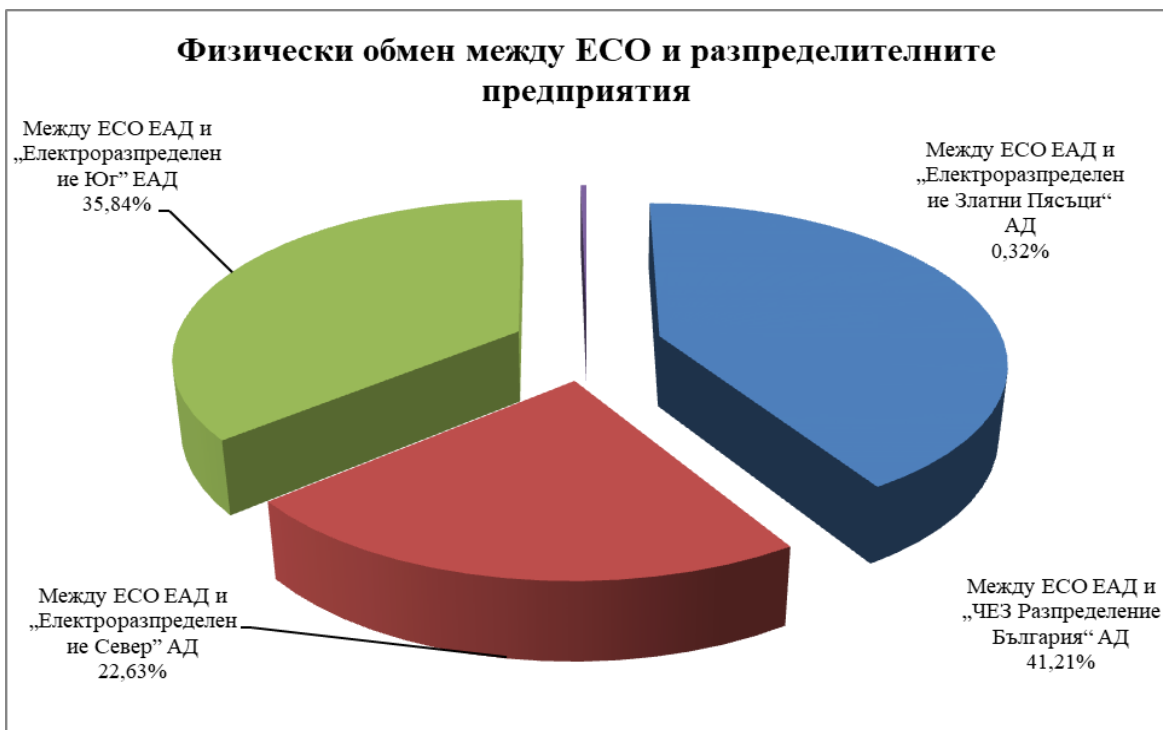


Физическият обмен<sup>5</sup> на електрическа енергия между ЕСО ЕАД и разпределителните мрежи на четирите електроразпределителни дружества бележи ръст през 2017 г. спрямо 2016 г. с 3,09 %. Най-голямо увеличение има при „Електроразпределение Юг” ЕАД с 4,50%., следвано от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

<b>Физически обмен между ЕСО и разпределителните дружества</b>			
<b>Оператори на разпределителни мрежи</b>	<b>MWh</b>		<b>Изменение %</b>
	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	
Между ЕСО ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България“ АД	9 441 145	9 694 546	102,68
Между ЕСО ЕАД и „Електроразпределение Север” АД	5 235 539	5 324 216	101,69
Между ЕСО ЕАД и „Електроразпределение Юг” ЕАД	8 068 454	8 431 922	104,50
Между ЕСО ЕАД и „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД	74796	74756	99,95
<b>Общо</b>	<b>22819934</b>	<b>23525441</b>	<b>103,09</b>

Дяловете на обменената електрическа енергия с разпределителните предприятия са представени на фигурата по-долу: най голям дял от 41% има „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, следвано от „Електроразпределение Юг” ЕАД - с 36 %.

<sup>5</sup> Нетирани количество



*Участници на пазара за доставки на електрическа енергия на пазара на дребно*  
 От гледна точка на предлагането, пазарът се състои от три групи доставчици:

- Доставчик от последна инстанция (ДПИ) – доставчик, който гарантира предоставянето на универсална услуга в краен случай, в съответствие с получен лиценз от КЕВР, има задължение да снабдява с електрическа енергия клиенти, които са присъединени към разпределителната мрежа и не са избрали търговец на електрическа енергия или когато избраният от тях търговец не извършва доставка по независещи от клиента причини. Крайните продажни цени на ДПИ се определят по Методика на КЕВР за определяне на цените на електрическата енергия на доставчик от последна инстанция.

- Краен доставчик (КС) на електрическа енергия - снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, определени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско;

- Доставчик на свободен пазар - търговец, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането.

Активно на пазара на дребно за доставки на електрическа енергия оперират три вертикално свързани<sup>6</sup> енергийни компании.

#### *Група ЕВН*

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е дружество, 100 % собственост на австрийската енергийна компания EVN AG. Дейността му е в сферата на доставка на електрическа енергия и свързаните с нея услуги. Дружеството притежава лиценз за

<sup>6</sup> Чл.2, т. 21 от Директива 2009/72 „вертикално интегрирано предприятие“ означава електроенергийно предприятие или група електроенергийни предприятия, за които едно и също лице или лица са оправомощени, пряко или непряко, да упражняват контрол, и в което предприятието или групата предприятия изпълняват най-малко една от функциите по пренос или разпределение и най-малко една от функциите по производство или доставка на електроенергия;

снабдяване с електрическа енергия на регулирания пазар. То снабдява с електроенергия клиенти в Югоизточна България.

„ЕВН Трейдинг Саут Йист Юрп“ ЕАД е дружество, 100 % собственост на EVN AG. Основната дейност на компанията е търговия с електрическа енергия на свободен пазар – закупуване на електрическа енергия от производители, търговия на едро и продажба на дребно. Клиенти на дружеството са главно компании в България и региона на Югоизточна Европа. Друга дейност на „ЕВН Трейдинг Саут Йист Юрп“ ЕАД е търговия с квоти за емисии CO<sub>2</sub> от 2010 г. Дружеството доставя електрическа енергия на крайни клиенти в България, а от 2012 г. е координатор на стандартна балансираща група.

#### *ЧЕЗ Груп в България*

„ЧЕЗ Електро България“ АД снабдява с електроенергия крайни потребители, 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

„ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД е компания за търговия с електрическа енергия на свободен пазар. Компанията е 100% собственост на ЧЕЗ а.с. Чешка Република.

#### *Група ЕНЕРГО-ПРО*

„ЕНЕРГО- ПРО Продажби“ АД притежава лицензия за снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител и лицензия за доставка на електрическа енергия от доставчик от последна инстанция.

„ЕНЕРГО-ПРО Енергийни услуги“ ЕООД е 100 % собственост на „ЕНЕРГО-ПРО Варна“ ЕООД, осъществява доставки на клиенти, регистрирани на пазара по свободно договорени цени. В момента компанията предлага електроенергия на либерализирания пазар, като доставката се базира както на конкретни товари графици и прогнози, предоставени от клиентите, така и на прогнозиране за сметка на компанията.

На пазара на дребно, освен дружествата от трите икономически групи, електрическа енергия по свободно договорени цени доставят търговци на електроенергия. През 2017 г. активните доставчици на пазара на дребно общо са 51 броя доставчици.

#### *Регулиран пазар - крайни снабдители*

От сравнителния анализ на реализираните количества електрическа енергия на регулирания пазар от крайните снабдители през 2015, 2016, 2017 г. може да се установи, че продажбите на електрическа енергия на небитови клиенти намаляват с 23,87% през 2016 г., спрямо 2015 г. и с 24,69% през 2017 г., спрямо 2016 г.

При битовите клиенти се отбелязва обратна тенденция на нарастване на продажбите през 2016 г. - 13,64% спрямо 2015 г. За 2017 г. ръстът е незначителен - само 3,03% спрямо 2016 г.

Забелязва се намаление на общото количество продадена енергия на клиенти на регулирания пазар през 2017 г. с 4,12 %.

Продажби на електрическа енергия на клиенти регулиран пазар					
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Изменение 2016/2015 (%)	Изменение 2017/2016 (%)
Показатели	MWh	MWh	MWh		
Електрическа енергия за небитови клиенти	4 899 835	3 730 232	2 809 280	-23,87%	-24,69%

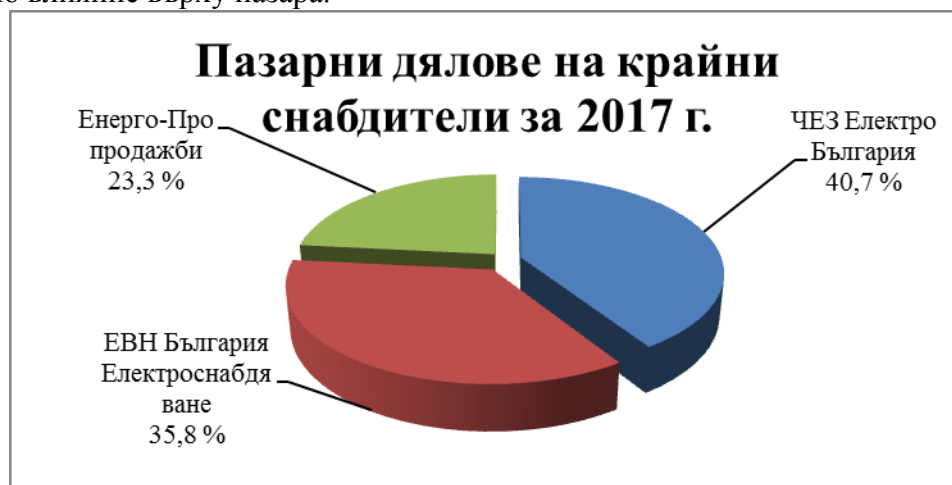
Електрическа енергия за битови клиенти	9 443 575	10 731 506	11 056 297	13,64%	3,03%
Електрическа енергия за клиенти на КС общо	14 343 411	14 461 738	13 865 577	0,82%	-4,12%

Източник операторите на електроразпределителни разпределителни мрежи

Пазарните дялове на краен снабдители са изчислени въз основа на продадените количества енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа ниско напрежение. Крайните снабдители участват на регулирания пазар и доставят електрическа енергия на географски ограничен пазар в рамките на лицензията на оператора на разпределителна мрежа от икономическата група. На практика, доставчиците крайни снабдители, не са в конкуренция помежду си.

Пазарен дял			
Краен снабдител	2015 г.	2016 г.	2017 г.
„ЧЕЗ Електро България“ АД	44,76%	40,71%	40,79%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	37,85%	35,24%	35,83%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	25,71%	24,05%	23,38%

От анализа на данните за пазарните дялове може да се отчете, че „ЧЕЗ Електро България“ АД е с най-голям пазарен дял, но то бележи лек спад през периода 2015 – 2017 г. - от 44.76% на 40.79 %. През 2017 г. пазарният дял на „ЕНЕРГО-Про продажби“ АД е 23 % , а на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД - 36%. Участието на „ЕСП Златни пясъци“ ООД не е включено в анализа, защото участва с пазарен дял под 1% и няма съществено влияние върху пазара.



От гледна точка на търсенето, пазарът на дребно се състои от два сегмента - битови клиенти и небитови клиенти.

Общият брой небитови клиенти през 2017 г. е 606 055 броя. Общото потребление на пазара на небитови клиенти е 13 050 GWh. 9 931 GWh е доставена на свободния пазар. Доставките на 469 645 броя небитови клиенти се осъществяват по регулирани цени. Делът на небитови клиенти, излезли на свободния пазар до 2017 г., е 23 %.

Общият брой битови клиенти през 2017 г. е 4 476 040 броя. Общото потребление на електрическа енергия на пазара на дребно е 11 068 GWh. Обемът доставена енергия по

свободни цени на пазара на битови клиенти е 13 GWh , което представлява 0.12 % от доставките на електрическа енергия на пазара на дребно.

#### *Пазарни дялове и пазарна концентрация*

В резултат на предприетите мерки за либерализация на пазара на електроенергия, през последните няколко години, на пазара на дребно, активно навлязоха нови участници на пазара, които оказват конкурентен натиск на историческите доставчици, част от трите вертикално свързани компании. През 2017 г. броят на активните доставчици на пазара е 51, което дава възможност на клиентите на пазара на едро да се възползват от нарастващото разнообразие от доставчици и да правят избор между различни оферти. На пазарния сегмент битови клиенти активните доставчици през 2017 г. са 35 броя.

Трябва да се отбележи, че въпреки увеличаването на броя на доставчиците, все още голяма част от небитовите клиенти са останали на регулирания пазар, а при битовите клиенти броят на преминалите на свободния пазар е пренебрежимо малък, в сравнение с общия брой битови клиенти.

Новонавлезлите участници на пазара все още са с малки пазарни дялове. Така например, на пазара на небитови клиенти, 5 доставчици имат пазарен дял над 5%. Броят на доставчиците с пазарен дял между 1 % и 5% са 8 и 38 доставчика са с пазарен дял под 1%. Индексът на концентрация ХХИ е със стойност 1381, а С3е 61%.

На пазара на битови клиенти доставчиците с пазарен дял над 5 % са 8 броя, с пазарен дял между 1% и 5% са 7 броя и 20 доставчика са с пазарен дял под 1 %. Индексът на концентрация ХХИ е 1130, а С3 е на стойност 47, 21 %.

Въпреки големия брой доставчици, се забелязва лек спад в пазарните дялове на трите най-големи доставчика. Пазарните дялове на трите основни доставчици от групите ЧЕЗ, ЕВН и ЕНЕРГО-ПРО остават най-високи. Те могат да оказват значително влияние върху конкуренцията на пазара. Показателите за броя на активните доставчици и процесът на влизане/излизане от пазара на доставчици дават представа за избора на потребителите и опциите, които са на разположение на клиенти от двата сегмента на пазара на дребно. Освен това те определят наличието на бариери за навлизане и значението на регионалните пазари за развитие на ефективна конкуренция и др.

#### *Навлезли/излезли доставчици на пазара*

През 2017 г. на пазара на битови клиенти навлизат 5 нови доставчика, и съответно 5 излизат от него. На пазара на небитови клиенти навлизат 6 доставчика, но излизат 11 броя. От анализа на данните за навлизане и излизане на доставчици на пазара могат да се направят противоречиви изводи. От една страна, значителният брой новонавлезли компании през 2017 г. на пазара е признак, че той е достатъчно отворен с ниски бариери за навлизане. От друга страна, през 2017 г. е голям броят на участниците, излезли от пазара. 11 броя излезли от пазара, представляват 26 % от всички активни участници на пазара на небитови клиенти. Това е сигнал, че пазарът на дребно е динамичен и неустойчив, което може да доведе до несигурност в клиентите и до загуба на доверие в предимствата на свободния пазар. В резултат, клиентите от двата сегмента могат не само да се въздържат от преминаване от регулиран към свободен пазар, но и тези, които са на свободен пазар да предприемат връщане към регулирания пазар и към историческите доставчици. Такова поведение на клиентите от двата пазарни сегмента може да затрудни процеса на либерализация на пазара.



Неблагоприятната тенденция може да се илюстрира и с динамиката на продадените количества електрическа енергия по месеци на свободен и регулиран пазар.



От анализа на крайното потребление на електрическа енергия на свободен пазар и регулиран по месеци се забелязва също обръщане на тенденцията при съотношението между крайното потребление на електрическа енергия на свободен – регулиран пазар. От месеците март, до септември, се разширява свободният пазар за сметка на регулирания, като съотношението достига 60% за свободен пазар, срещу 40% за регулиран. Тази тенденция се обръща и в месеците ноември и декември, делът на регулирания пазар нараства, и през декември 2017 г. двата пазара се изравняват с по 50% дял.

#### *Смяна на доставчик*

Индексът за смяна на доставчик е един от ключовите показатели, чрез който се прави оценка на развитието на конкуренцията на пазарите на дребно на енергия. Обикновено индексът има високи стойности за пазари с развита конкуренция, които гарантират на клиентите богат избор от доставчици и оферти. Безпрепятствената смяна на доставчика е белег, че участниците на пазара са подложени на ефективен конкурентен натиск, който може да осигури качествено обслужване на клиентите. Ниската стойност на индекса за смяна на доставчик е сигнал, че липсва ефективна конкуренция на пазара или нейното развитие е затруднено.

През 2017 г за целия пазар на дребно индексът на смяна на доставчик е с ниски стойности - 0,5 % и бележи намаление в сравнение с 0.86 % през 2016 г. При битовите клиенти стойността на показателя е 0.002%.

Данни за смяна на доставчик - 2017 г.	
Показатели	Общо
<b>Общ брой смени на доставчик</b>	<b>99 118</b>
<i>в това число</i>	
<i>Общ брой битови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар, с доставчик от икономическата група</i>	<b>386</b>

Общ брой битови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар, избрали друг доставчик	2 150
<b>Брой битови клиенти, сменили доставчика на свободния пазар</b>	<b>108</b>
<i>в това число</i>	
<i>в рамките на икономическата група</i>	19
<i>друг доставчик</i>	89
<b>Брой битови клиенти, върнали се на регулирания пазар (с регулирани цени)</b>	<b>551</b>
Общ брой небитови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар с доставчик от икономическата група	21 875
Общ брой небитови клиенти, преминали от регулиран на свободен пазар, избрали доставчик извън икономическата група	24 517
<b>Брой небитови клиенти, сменили доставчика на свободния пазар</b>	<b>24 955</b>
<i>в това число</i>	
<i>в рамките на икономическата група</i>	4 251
<i>друг доставчик извън икономическата група</i>	20 556
<b>Брой небитови клиенти, върнали се на регулирания пазар (с регулирани цени)</b>	<b>18 038</b>

От данните в таблицата може да се заключи, че през 2017 г. има тенденция на връщане обратно към регулирания пазар на значителен брой клиенти, както от сегмент битови, така и от сегмент небитови клиенти. От сегмент битови клиенти от свободен пазар на регулиран пазар са се върнали 551 броя, а от регулиран на свободен са преминали 2 105 броя. 108 броя клиенти са сменили доставчик. При сегмент небитови клиенти, 18 038 броя клиенти са се върнали на регулиран пазар, а общо 43 392 броя са преминали от регулиран на свободен пазар, като 21 875 са избрали доставчик от икономическата група – исторически доставчик, а 24 955 са избрали друг търговец.

Броят на ефективно преминалите клиенти от регулиран на свободен пазар и стойността на индекса на смяна на доставчик са важни елементи при анализа на нивото на конкуренция и цялостното функциониране на енергийните пазари на дребно.

Данните за 2017 г. относно показателите брой преминали клиенти от регулиран на свободен пазар и стойността на индекса смяна на доставчик, както и съотношението на крайното потребление на електрическа енергия на регулиран – свободен пазар, сочат за наличие на неблагоприятна тенденция, която, ако се запази през следващите години, може да опорочи по-нататъшната либерализация на пазара на дребно.

Тази тенденция не е благоприятна, ако последователно се преследва политиката по изпълнение на дългосрочната цел за пълна либерализация на електроенергийния пазар в България и присъединяването му към вътрешния европейски енергиен пазар, част от Енергийния съюз.

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

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

Предвид установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет със съседните системни оператори, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития, се 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**

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на Р България осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на ЕЕС, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Последните предоставят допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки, регламентирани с Директиви 2009/72/ЕО и 2005/89/ЕО.

Предвидените мерки, които могат да бъдат предприети с оглед гарантиране на сигурността на работа на ЕЕС са:

- изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризиращи се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;

- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Тези мерки са свързани с повишаване както на инвестициите за изграждане и въвеждане в експлоатация, така и с повишаване на разходите за балансиране.

За сигурно функциониране на електропреносната мрежа при спазване на посочените по-горе принципи, осигуряване необходимата надеждност на електропренасянето и устойчивост на генериращите източници, в мрежа 400kV на България, е необходимо да се изградят следните нови електропроводи:

- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Неа Санта“ (Гърция);
- п/ст „Пловдив“ – п/ст „Марица изток“;
- п/ст „Марица изток“ – ОРУ ТЕЦ МИЗ;
- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Бургас“;
- п/ст „Бургас“ – п/ст „Варна“.

Изграждането на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст „Марица изток“ до п/ст „Неа Санта“ (Greece) се приема от двете страни, като основните ползи са следните:

- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Гърция, при изпълнение критерия за сигурност „n-1“;

- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Турция поради силно намаляване на транзитния поток от България през Турция, към Гърция;

- улесняване изпълнението на годишните ремонтни програми по електропреносните мрежи на България и Гърция;

- подобряване условията за енергийна взаимопомощ между двете държави при възникване на системни аварии или критичен баланс.

## **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 № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката;
- Наредба № 4 от 5 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи;
- Правилата за управление и технически правила на газопреносните мрежи;
- Правила за управление на газоразпределителните мрежи;
- Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ.

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.

#### **4.1.1. Отделяне и сертифициране на Оператора на преносната система**

В съответствие с Директива 2009/73/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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е отделно юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „Български енергиен холдинг“ ЕАД и е собственик на активите, чрез които се осъществява дейността „пренос на природен газ“, включително на газопреносните мрежи. Дейността на оператора на газопреносната мрежа е отделена юридически, функционално и счетоводно от другите дейности във вертикално интегрираното предприятие.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано и е определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на България с Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР в изпълнение на член 10, параграфи 1 и 2 от Директива 2009/73/ЕО. КЕВР текущо наблюдава и контролира дейността на дружеството за съответствие със законовите изисквания за независимост и задълженията му като независим преносен оператор.

#### **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 плановете 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. Във връзка с приетия Регламент (ЕС) 2017/1938 на

Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010, Планът за действие при извънредни ситуации подлежи на актуализиране през 2018 г.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 22 от Директива 2009/73/ЕО, операторът на преносната мрежа е разработил Десетгодишен план за развитие на газопреносните мрежи за периода 2017-2026 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 № ДПРМ-1 от 01.08.2017 г. Комисията одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

Общата дължина на газоразпределителните мрежи в страната е 4724 км. Характерно за тях е, че са нови, изградени са в последните двадесет години. Предвид факта, че газоразпределителните мрежи все още са в процес на развитие, те са натоварени под проектния си капацитет.

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

##### **Тарифи за присъединяване**

КЕВР регулира и определя условията и реда за образуване на цените за присъединяване към газоразпределителните и газопреносните мрежи.

В първия случай, тарифите за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи (битови и стопански) се образуват по групи клиенти, в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите, за допълнително оборудване, за присъединяване по желание на клиента, са за негова сметка.

Във втория случай, тарифите за присъединяване към газопреносните 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 са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на съответното предприятие. Тарифите се образуват въз основа на извършените разходи за всички дейности по присъединяването, стойността на газопроводи и съоръжения в съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на свързване, към съответната мрежа, до точката на присъединяване, към съоръжението на клиента/група клиенти.

##### **Достъп и пренос по газопреносната мрежа**

От 1 октомври 2017 г. стартира ефективното прилагане на входно-изходния тарифен модел на определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система. В тази връзка, в съответствие с Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР утвърди необходими годишни приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата година

от регулаторния период 2017-2019 г. След утвърждаване на необходимите годишни приходи от Комисията, „Булгартрансгаз“ ЕАД определи тарифната структура и цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони за първия ценови период - газова година 2017/2018 г. Дейността на оператора по пренос на природен газ при прилагането на входно-изходния тарифен модел се наблюдава текущо от Комисията, като ежесечно се извършва анализ на предоставените от „Булгартрансгаз“ ЕАД данни за разпределените капацитети, резервираните капацитети и тяхната използваемост от ползвателите, както и за приходите от дейността.

През 2017 г. следва да се отчете проблемът с недостатъчната оптимизация на резервираните капацитети спрямо реално пренесеното количество природен газ, но в тази връзка е важно да се отбележи, че има подобрение и общата използваемост на резервирания капацитет достига 90%. Предвид факта, че ефективното прилагане на модела в България започна през октомври 2017 г., може да се приеме, че разликата между резервиран, но неизползван капацитет, в размер на около 10%, е в рамките на допустимото.

#### **Достъп и съхранение в съоръжение за съхранение**

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 се предлага 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.

#### **Достъп и пренос до газоразпределителните мрежи**

Тарифите за пренос и разпределение на природен газ до крайните потребители се утвърждават от Комисията по предложения на дружествата съгласно Наредба № 2 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

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.

В края на 2017 г. съгласно НРЦПГ бяха направени корекции на цени за „разпределение на природен газ“ на 9 газоразпределителни дружества. Корекциите бяха извършени на база разликата между прогнозираните и отчетените инвестиции, на основата на достоверни данни за нетекущите активи по видове дейности съгласно представените отчети и/или извършени проверки. Максималното намаление на цените за разпределение на природен газ е с 10%, а средното - с около 3,6%.

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.

#### 4.1.4. Трансгранични въпроси

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 създаването 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 2017 г. КЕВР одобри на „Булгартрансгаз“ ЕАД Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г., който служи за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, изготвян от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

#### Газопреносна инфраструктура на територията на Р България



В съответствие с 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, и във връзка с инвестиционно искане от



„Булгартрансгаз“ ЕАД, КЕВР прие решение, с което определи разпределение на инвестиционните разходи за проект от общ интерес 6.8.2. „Необходима рехабилитация, модернизиране и разширяване на българската преносна система“ - Фаза 2.

КЕВР участва със свои представители в организирания от националния газопреносен оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД двудневен семинар, проведен на 4-5 април 2017 г. в гр. София, с участие на представители на ЕК, ENTSOG, Европейската асоциация на търговците на енергия (EFET), Министерство на енергетиката „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и пазарни участници от сектор природен газ. Основните теми, обсъдени на семинара са: изпълнение на мрежовите кодекси за балансиране, разпределение на капацитет и правила за управление на претоварването.

Следва да се отбележи, че през 2017 г. няма физическо претоварване на газопреносната мрежа на национално и на трансгранично ниво. Техническият капацитет на националната газопреносна мрежа е 7,4 млрд. м<sup>3</sup>, а реалното годишно потребление в страната не надвишава 40% от максимално допустимия капацитет.

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.

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 АСРЕ, и сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи.

През 2017 г. продължи сътрудничеството на КЕВР с Гръцкия регулаторен орган РАЕ във връзка с подадено от „Ай Си Джи Би“ АД заявление на основание член 36 от Директива 2009/73/ЕО, с искане за освобождаване от задълженията на Директивата за междусистемна връзка Гърция – България (IGB). В рамките на проведените консултации за постигане на споразумение по заявлението за освобождаване, са проведени телеконференции връзки и срещи с представители на РАЕ, на които са обсъдени основни въпроси във връзка с изготвяне на анализа за изпълнение на критериите на член 36, параграф 1 от Директивата. Във връзка с реализацията на междусистемната газова връзка Гърция – България, през м. януари 2017 г. е проведена тристранна среща, организирана по покана на ЕК.

През 2017 г. КЕВР продължи поетата през предходната година инициатива за установяване на двустранно сътрудничество с енергийните и водни регулатори в Европа, главно от района на Балканския полуостров. Бяха подписани споразумения за сътрудничество с националните регулаторни органи на Гърция, Македония, Черна гора и Грузия. В контекста на разширяване на регионалното сътрудничество, в етап на подготовка е и учредяване на регионален форум, като постоянно действаща платформа за обмен на регулаторни практики и хармонизиране на регулаторната рамка за страните от Балканския полуостров.

Представители на КЕВР взеха участие в различни инициативи и семинари, като например: 23-та среща на Групата на заинтересованите страни към Газовата регионална инициатива „Юг-Югоизток“ през месец май и месец ноември 2017 г.; Конференция за мрежовите кодекси, организирана от АСРЕ, ENTSO-E и ENTSO-G, която се проведе в през месец май 2017 г.; семинар на АСРЕ и ENTSOG за прилагането на Регламент № 312/2014 през месец ноември 2017 г. и други.

През 2017 г. осъществените дейности във връзка със съвместната работа с ACER и CEER в областта на газовия пазар включват:

- Попълване на въпросници до CEER и ACER относно изпълнението на мрежовия кодекс за балансиране, по имплементиране на мрежовия кодекс за оперативна съвместимост и обмен на данни, както и годишни газови индикатори на страницата на CEER;

- Участие в регистрирането и попълването на платформата на ACER - AEGIS/AREA на изисканите данни за пазара на дребно за сектор природен газ.

- Участие в попълване и изпращане на въпросник на ACER относно десетгодишните планове за развитие на преносните оператори.

#### **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.

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.

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 2017 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**

През 2017 г. КЕВР 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 пазара в ЕС и този в Източна Европа, като предприе редица важни стъпки с ключово значение за постигане на посочените цели. През отчетната година, в рамките на своите правомощия, КЕВР прие редица решения в изпълнение на изискванията на европейското законодателство, свързани с либерализацията и интеграцията на пазара на природен газ. По този начин се стартира реалното прилагане на приетите от Комисията през предходната година нормативни актове, свързани с пазара на природен газ, което оказва положително въздействие върху развитието на процесите на либерализация в сектора и правилното функциониране на пазара на природен газ в страната, в съответствие с европейското законодателство.

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 2017 г. няма битови клиенти на природен газ, които имат доставчик на природен газ, различен от крайния снабдител. При стопанските, 0,06% от клиентите са сменили доставчика си на природен газ.

През 2017 г. няма клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежи, 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 2017 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;

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

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

Доставката и снабдяването с природен газ на територията на Р 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 2017 г. доставката на природен газ на вътрешния пазар се осъществяваше от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, „Петрокелтик България“ ЕООД, „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и търговци на природен газ.

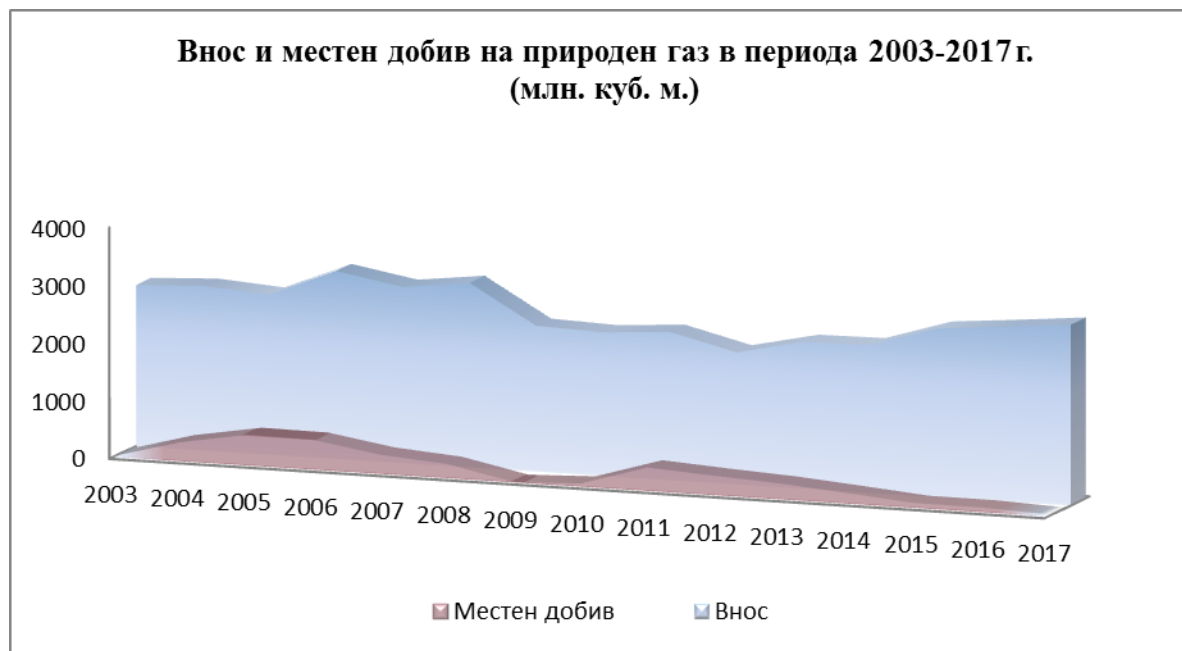
„Булгаргаз“ ЕАД осъществява внос на природен газ за вътрешния пазар съгласно условията по Договор № 02-12-13 от 15 ноември 2012 г. за доставка на природен газ, сключен с ООО „Газпром экспорт“.

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

#### **Внос и местен добив на природен газ в млн. м<sup>3</sup> за периода 2003-2017 г**

Година	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Внос	2788	2848	2768	3249	3048	3190	2521	2480	2563	2281	2535	2551	2911	3014	3126
Местен добив	13	329	528	517	333	246	9	54	406	336	274	182	85	80	35
Общо:	2801	3177	3296	3766	3381	3436	2530	2534	2969	2617	2809	2733	2996	3094	3161

\*Данните от внос включват внос от „Булгаргаз“ ЕАД и от търговци на природен газ.



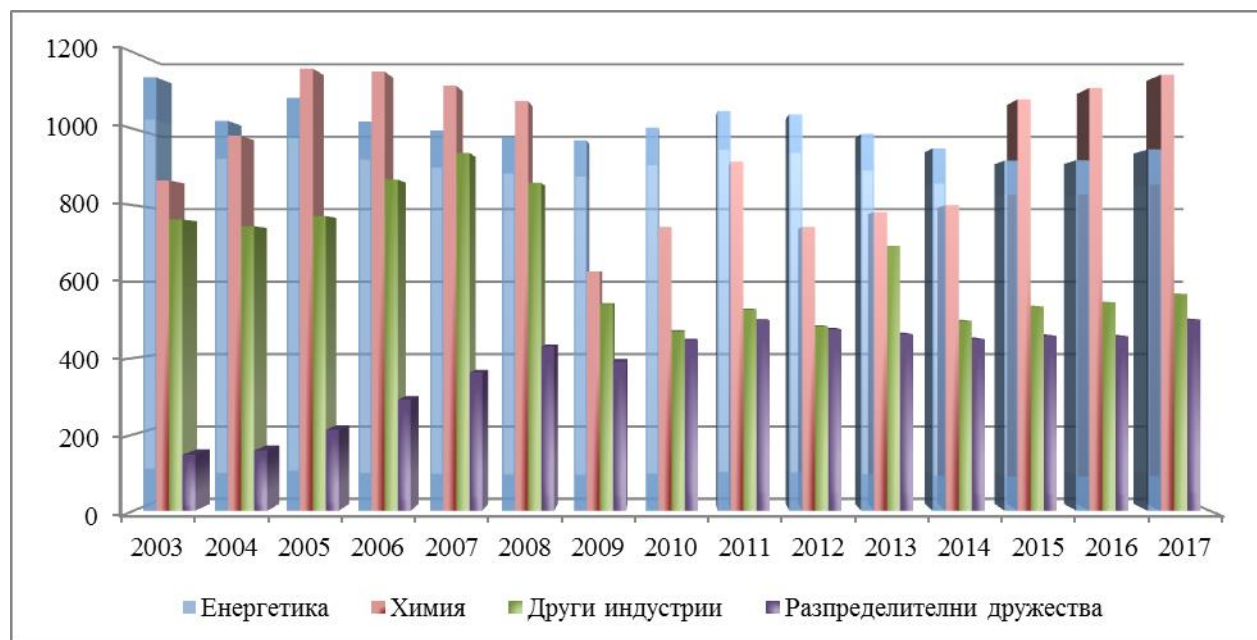
През 2017 г. реализираното количество природен газ от „Булгаргаз“ ЕАД на вътрешния пазар е 3 157 млн. м<sup>3</sup>, като структурата на потреблението по отделни отрасли е следната:

- енергетика – 946 млн. м<sup>3</sup> или 30%;
- химическа индустрия – 1142 млн. м<sup>3</sup> или 36%;
- други индустрии – 568 млн. м<sup>3</sup> или 18%;
- разпределителни дружества – 501 млн. м<sup>3</sup> или 16%.

**Структура на потреблението на природен газ по отрасли в млн. м<sup>3</sup> за периода 2003-2017 г.**

Година/Потребител	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Енергетика	1135	1021	1081	1019	996	979	970	1003	1047	1038	987	949	917	918	946
Химия	865	982	1158	1150	1113	1073	627	743	914	743	782	800	1077	1107	1142
Други индустрии	763	745	772	867	937	859	542	469	527	482	694	497	535	546	568
Разпределителни дружества	147	158	212	291	362	430	391	446	499	475	462	449	458	457	501
<b>Общо</b>	<b>2910</b>	<b>2906</b>	<b>3223</b>	<b>3327</b>	<b>3408</b>	<b>3341</b>	<b>2530</b>	<b>2661</b>	<b>2987</b>	<b>2738</b>	<b>2925</b>	<b>2695</b>	<b>2987</b>	<b>3028</b>	<b>3157</b>

**Графика на потреблението на природен газ по отрасли в млн. м<sup>3</sup> за периода 2003-2017 г.**



Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД продава природен газ на регулирани от КЕВР цени, като дялът му в продажбите за 2017 г. е 99,47%. Останалите 0,53% са реализирани от търговци. В следващата графика е представено съотношението на реализираните количества природен газ от обществения доставчик – на ГРД и клиенти,

присъединени към газопреносната мрежа, по регулирани цени и от търговците на природен газ – на ГРД и клиенти, по свободно договорени цени.



### **Пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа**

През 2017 г. основни ползватели на услугата „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД, добивните предприятия и търговци на природен газ. 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 – КС „Кардам-1“, КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“, с приблизително обща инсталирана мощност в размер на 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, очистни съоръжения, 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 2017 г. е използван до 40% от максималния технически капацитет на мрежата. Енергийната зависимост на България през 2017 г. по отношение доставките на природния газ е много висока – 98,3 %. Местният добив в страната намалява и на 01.11.2017 г. „Петрокелик България“ ЕООД преустанови добива от находище „Галата“. Пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за страната през 2017 г. са 3 471 млн. м<sup>3</sup> (с включени количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е ръст от 2,48% спрямо предходната 2016 година (3 387 млн. м<sup>3</sup>) и е в резултат от повишеното потребление.

### **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 2017 г. пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос са 16,4 млрд. м<sup>3</sup>, или с 12,8% повече в сравнение с 2016 г. (14,7 млрд. м<sup>3</sup>),

като се наблюдава увеличение на транзитираните количества природен газ и по трите направления. През 2017 г. транзитираните количества природен газ за Турция са 13,2 млрд. м<sup>3</sup>, или с 12,41% повече в сравнение с 2016 г.; за Гърция са 2,9 млрд. м<sup>3</sup>, или с 9,22% повече в сравнение с 2016 г.; за Македония са 275 млн. м<sup>3</sup>, или увеличение с 30,89% в сравнение с 2016 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. Хранилището разполага с 23 експлоатационни сондажи, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и спомагателни технологични съоръжения, необходими за осигуряване на нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Към момента при максимално запълване, ПГХ „Чирен“ е в състояние да покрива около 25-30% от дневните нужди през студените зимни месеци.

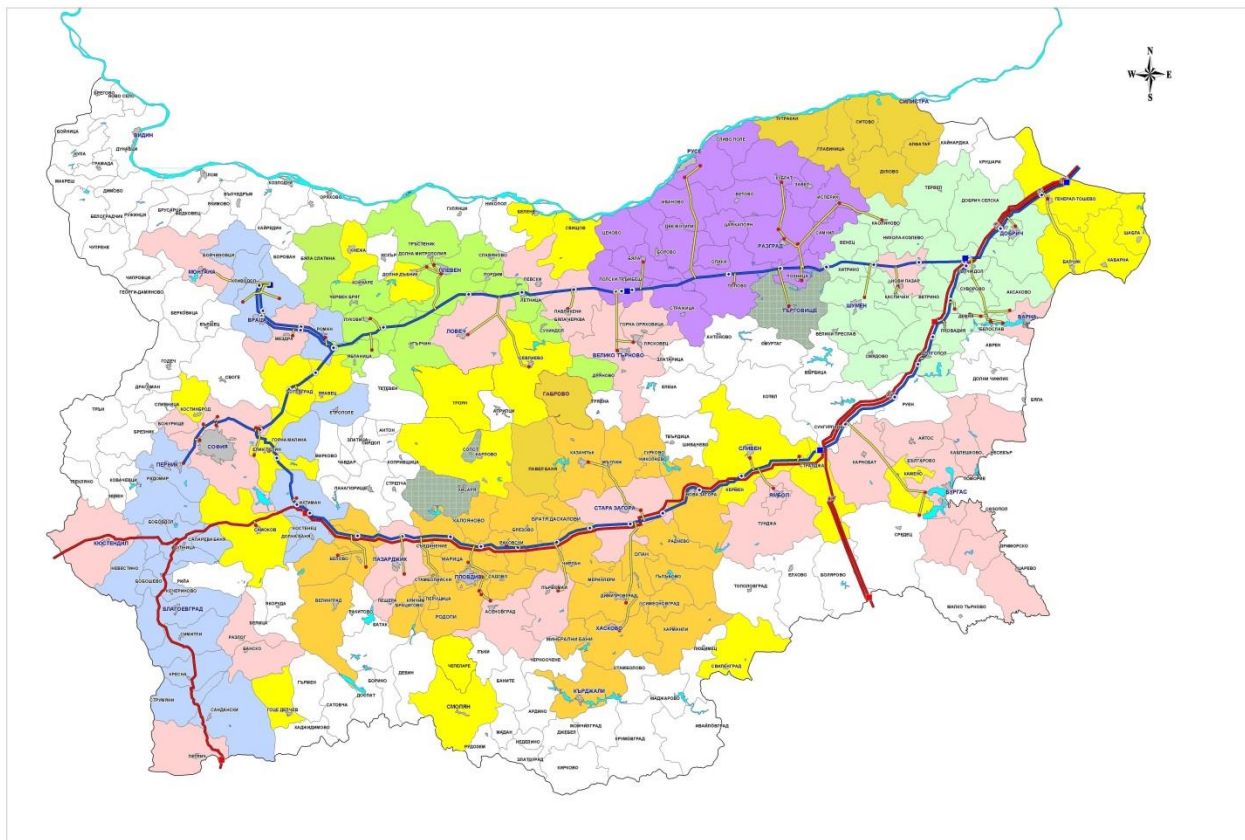
Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“ е сезонен и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. През 2017 г. от ПГХ „Чирен“ са добити 325 млн. м<sup>3</sup>, или намаление с 4,99% спрямо 2016 г. (342 млн. м<sup>3</sup>) и са нагнетени 325 млн. м<sup>3</sup>, или увеличение с 1,87% спрямо 2016 г. (319 млн. м<sup>3</sup>).

#### **4.2.2. Пазар на дребно**

Снабдяването с природен газ на територията на България се осъществява по газопрепосна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за клиентите, пряко присъединени към нея, и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества.

В края на 2017 г. на територията на България са лицензирани 24 дружества за 35 територии, които обхващат 172 общини, представляващи 65% от всички общини в страната. Девет от дружествата осъществяват снабдяване чрез доставка на съгъстен природен газ до част от общините, които нямат връзка с газопрепосната мрежа. Картата по-долу илюстрира разположението на лицензираните територии за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ.





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 - 2.88% 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 дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

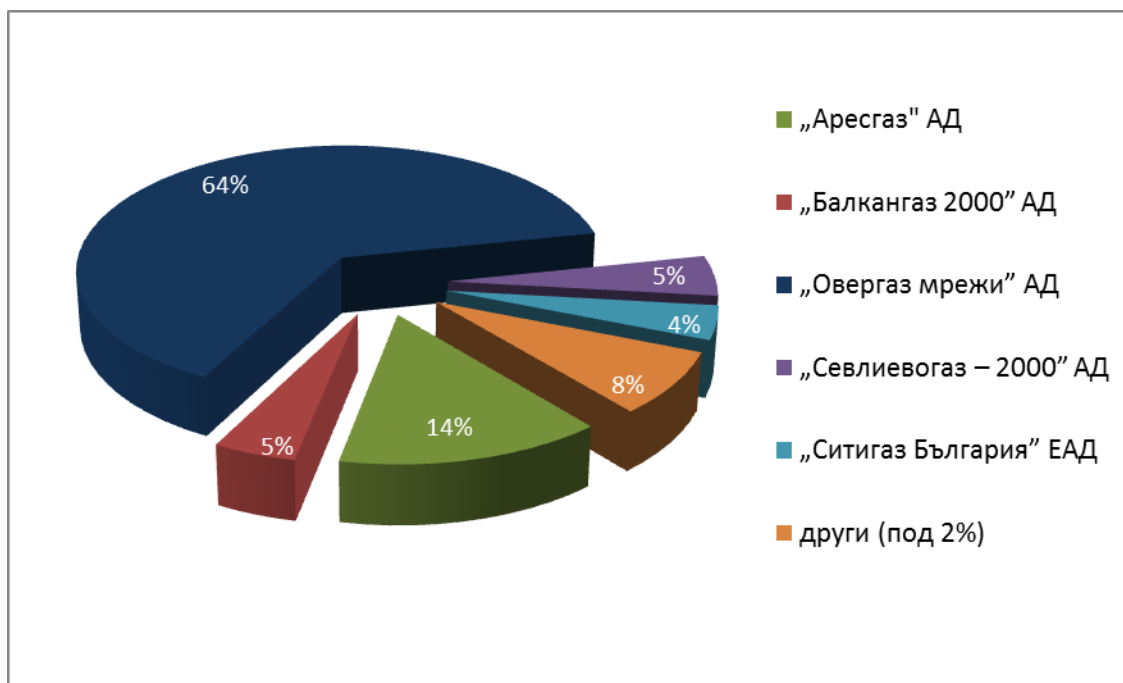
Резултатите от дейността на газоразпределителните дружества през 2017 г. са представени в таблицата по-долу:



Параметър	Изградена мрежа за 2017 г.	Инвестиции за 2017 г.	Брой клиенти (с натрупване) към 31.12.2017 г.		Консумиран природен газ, хм <sup>3</sup> за 2017 г.	
			небитови	битови	небитови	битови
Газоразпределителни дружества	л. м.	хил. лв.				
<b>Общо:</b>	<b>153 287</b>	<b>20 744</b>	<b>6 913</b>	<b>89 469</b>	<b>476 054</b>	<b>91 042</b>

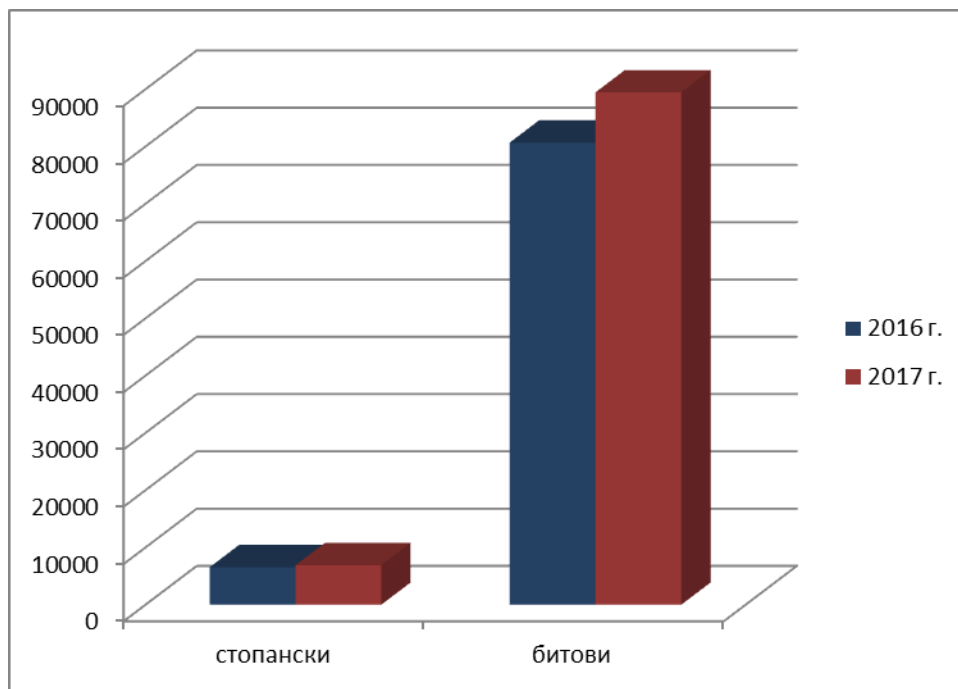
По данни на газоразпределителните дружества, общият брой на клиентите в сектор „Природен газ“ през 2017 г. е 96 382, от тях – 89 469 (93%) битови клиенти и 6 913 (7%) небитови клиенти.

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



„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-много клиенти – 61 777, което е 64% от всички потребители на природен газ в страната, следвано от „Аресгаз“ АД с 14%, „Севлиевогаз – 2000“ АД и „Балкангаз - 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 4579 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 2017 г. е нараснал от 87 274 за 2016 г. на 96 382, което е 10% увеличение за година. Броят на битовите клиенти е нараснал с над 10%, а на небитовите – с над 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 са основно малки и преминаването им на природен газ се оценява за неефективно поради твърде високата първоначална инвестиция. По същата причина, въпреки високия потенциал, развитието на битовата газификация е бавно и не може да се очаква бързо повишаване на уплътнението на мрежата.

Проблемите пред пазара на природен газ могат да бъдат обобщени в три направления: доставка на природен газ от един източник, незначителен местен добив и недостатъчна междусистемна свързаност със съседните страни. Тези фактори обуславят липсата на конкурентен и функциониращ пазар на природен газ на дребно. Делът на доминиращия доставчик се запазва много висок, което също е пречка за формирането на ефективен ликвиден пазар. Други обективни причини за ниската ликвидност са размерът на пазара, структурата на вноса на природен газ, както и липсата на диверсификация на маршрутите и източниците на доставка.

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

През 2017 г., с оглед постигане на оптимални условия за преодоляване на изолацията на българския газов пазар и осигуряване на възможности за свободен пренос на газ през българските граници, Комисията прие позиция относно ангажиментите, предложени от „Газпром“ по дело АТ.39816 - Доставки на газ нагоре по веригата в Централна и Източна Европа.

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. От своя страна, това ще повиши конкуренцията и възможностите за избор на доставчик. Проектите за междусистемна свързаност 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.

Във връзка със становище на Европейската комисия от 21.06.2017 г. с препоръки относно Превантивен план и План за действие при извънредни ситуации, изготвени в изпълнение 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, е сформирана междуведомствена група към Министерство на енергетиката, в работата на която участие взеха и експерти от КЕВР.

Постигането на сигурност на доставките на природен газ, енергийна независимост и реална конкуренция в условията на действащ газов пазар е възможно чрез изграждане на допълнителна газова инфраструктура, модернизиране на съществуващите газови трасета на територията на страната и осигуряване на алтернативни източници за доставка на природен газ. С развитието на проектите за междусистемни връзки с Гърция, Турция и Сърбия се очаква в близките години броят на входните точки, през които постъпва природен газ в газопреносните мрежи да се увеличи значително. Тези проекти ще осигурят

възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към България от Гърция и Турция и същевременно ще осигурят възможност за доставки на втечен природен газ от ВПГ терминалите в тези страни. Във връзка с планираното разширение на капацитета за съхранение на единственото ПГХ „Чирен”, чрез прокарване на нови експлоатационни сондажи и подмяна на част от надземните съоръжения, се очаква обемът на активния газ в газохранилището да нарасне до 1 млрд. м<sup>3</sup>, което ще позволи да бъде увеличен и дневният добив на природен газ от газохранилището.

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

През 2017 г. „Булгаргаз” ЕАД закупува природен газ въз основа на договор с ООО „Газпром экспорт”. Делът на местния добив за нуждите на вътрешния пазар през 2017 г. се осигурява от добивните предприятия „Петроkelтик България“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. Местният добив в страната намалява и на 01.11.2017 г. „Петроkelтик България” ЕООД преустанови добива от находище „Галата”.

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

През 2017 г. националната газопреносна мрежа е работила в режим значително под техническия, като са пренесени 3,4 млрд. м<sup>3</sup>, което количество представлява около 40 % от този капацитет. 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 2017-2026 г. е представен сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2017-2026 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 2017-2021 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 и целеви. 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.

Предвидените за периода 2017-2026 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. м<sup>3</sup>/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.м<sup>3</sup> 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)**

Междусистемната газова връзка Гърция – България е обявена от Европейската комисия за проект от „общ интерес“ на ЕС. България потвърди отново държавна гаранция за проекта в бюджета за 2018 г. в размер на 110 млн. евро. В допълнение към отпуснатото грантово финансиране от ЕС до 45 млн. евро по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ (EEPR), е предвидено допълнително грантово финансиране за IGB по Структурните фондове на ЕС за България от около 35 млн. евро. Обявени са обществени поръчки, свързани с процедури за избор на инженер-консултант, за избор на доставчик на тръбите и предстои да бъде обявена поръчката и за избор на строител.

Във връзка с реализацията на междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB), представители на КЕВР участваха в тристранна среща, организирана по покана на ЕК, която се проведе през месец януари 2017 г. в гр. Брюксел, Белгия, с участието на експерти от ЕК и от РАЕ. На нея бяха дискутирани въпроси, свързани с тарифите, разделянето (unbundling), правилата за предоставяне на достъп на трети страни, както и планираните последващи действия и тяхната времева рамка от страна на КЕВР и РАЕ.

През 2017 г. от дружеството „Ай Си Джи Би“ АД е представено актуализирано заявление за освобождаване съгласно чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО. След проведени дискусии и телеконференции връзки с ЕК и Гръцкия регулаторен орган за енергия, от дружеството е изискано да представи пред органите допълнителна информация относно финансовия модел и приложимата тарифа, както и да разгледа различни сценарии за съотношението между използвания капацитет на газопровода и размера на тарифата. През месец октомври 2015 г., по покана на РАЕ, в гр. Атина, Гърция са проведени и работни срещи с участието на КЕВР, РАЕ и представители на дружеството „Ай Си Джи Би“ АД. Процедурата по вземането на съвместно решение с РАЕ относно представеното заявление за освобождаване от изискванията на Директива 2009/73/ЕО се очаква да приключи през 2018 г.

**Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)**, която е обявена от ЕК за проект от „общ интерес“. През месец януари 2017 г. между енергийните министри на двете страни беше подписан Меморандум за разбирателство. Изпълнението на първата фаза по проекта на българския участък приключи в края на месец декември 2015 г. с финансиране от ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика 2007 - 2013 година“. За втората му фаза е предвидено финансиране в размер на 45 млн. евро по процедура за директно предоставяне на средства по ОП „Иновации и конкурентоспособност 2014 - 2020 година“, по която бенефициент е Министерството на енергетиката на Р България. От сръбска страна, също е отбелязан значителен напредък за обезпечаване финансирането по проекта. Финализират се преговорите с ЕК за осигуряване на необходимите средства по линия на предприєдинителните инструменти на ЕС и към момента в етап на проектиране е газопроводната отсечка Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия). Първоначално се очаква газопроводът да осигури възможност за доставка на 1,8 млрд. м<sup>3</sup>/г. Предвижда се изграждането на интерконектора да започне в началото на 2019 г. и да бъде въведен в експлоатация до края на 2022 г. България работи за засилване на сътрудничеството със Сърбия в газовата сфера, като в етап на прединвестиционно проучване е и възможността за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура

от границата с Турция до границата със Сърбия, в резултат от получени неангажиращи прогнози за търсене на добавен капацитет в рамките на проведени от „Булгартрансгаз“ ЕАД пазарни процедури.

**Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)** е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните 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. м<sup>3</sup>/г. Междусистемната връзка Турция - България е проект от „общ интерес“ съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. През 2017 г. се проведе техническа среща между „Булгартрансгаз“ ЕАД и BOTAS, Турция, на която са приети заключенията от предпроектното проучване. Предстои да бъде обменена допълнителна техническа кореспонденция за окончателно уточняване параметрите и стойността на проекта на територията на Република Турция.

**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.

През 2017 г. компанията Eustram подписа договор за изпълнение на предпроектното проучване, което ще бъде финализирано през месец юни 2018 г.

**Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница** – В периода 21 юли – 21 август 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълни пазарно проучване относно търсенето на добавен (нов) капацитет, Фаза 1 (необвързващи прогнози за търсенето на добавен капацитет към/от съседните пазарни зони), на проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура към всички съседни пазарни зони. В резултат на получените заявки е идентифицирано неангажиращо, прогнозно търсене на добавен капацитет в посока от България към Сърбия с входна точка Турция и начален период, заявен от ползвателите - газова година 2019/2020. Максималният дневен капацитет, който е заявен на входната точка от Турция е 567,84 GWh/d. Максималният дневен капацитет, който е заявен на българо-сръбската граница е 357,672 GWh/d. Проектът е в ранна фаза на развитие. Посочената крайна дата за въвеждане в експлоатация на всички подобекти е на база завършени обобщени предварителни (прединвестиционни) проучвания за „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от

българо-турската граница до българо-сръбската граница“, които са приети. Очакваната година на въвеждане в експлоатация на всички подобекти е 2022 г.

**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 и 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”.

Като част от изпълнението на проекта през септември 2017 г. е обявена обществена поръчка с предмет: „Предпроектно проучване за газов хъб „Балкан, част от проект от „общ интерес” 6.25.4“.

## **5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ „ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА“ 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 Глава трета, „Регулиране на дейностите в енергетиката“, 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 предоставя на друг доставчик на енергия данни за потреблението на битов клиент, когато това е предвидено в изрично споразумение между клиента и доставчика на енергия.

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 ЗЕ, 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. 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, са в интерес на потребителите, като укрепват и гарантират техните права и осигуряват по-голяма прозрачност на пазарните отношения. С направените последващи изменения и допълненията на ЗЕ, са създадени 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 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 2017 г. в сектора е 2.

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 по документи и при необходимост на място.

### **5.2. Уреждане на спорове**

Условията и редът за подаване и разглеждане на жалби са регламентирани в ЗЕ и НЛДЕ. Комисията разглежда жалби на: 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; клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдители, свързани с изпълнението на задълженията им по този закон; както и лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност по ЗЕ.

В двумесечен срок от подаване на жалба 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, а 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 със 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 2017 г. в КЕВР бяха получени общо 1100 заявления, от които 970 имат характер на жалби, поради което за тях бяха образувани административни производства на основание чл. 22, ал.1 от ЗЕ. 130 от заявленията представляват писма с характер на уведомления, становища и искания на указания. Жалбите на потребителите са преобладаващо срещу действия или бездействия на електроразпределителните дружества. Наблюдава се запазване на тенденцията от минали години броят им да е най-голям при „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД, следвани от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „Електроразпределение Юг“ ЕАД. Жалбите срещу търговски дружества за доставка на електрическа енергия са 11 бр. и се отнасят до проблеми, свързани със смяна на доставчика. Срещу ЕСО ЕАД са подадени 4 бр. жалби, свързани с присъединяване на потребители директно към преносната мрежа. Не са регистрирани жалби срещу НЕК ЕАД.

Разпределение на заявленията по адресати е както следва:



Най-голям брой са жалбите, постъпили във връзка с отчитането и фактурирането на електрическата енергия. В това число се включват твърдения за неточно отчитане или липса на реален отчет, неточна работа на часовниковите превключватели, грешки при фактурирането на отчетените количества и начисляване на мрежови услуги. На второ място е качеството на доставяната електрическа енергия ниско напрежение в точката на присъединяване, чести спирания на електрозахранването, повреди в електрически уреди. Като се вземе предвид, че голяма част от жалбите срещу лошо качество на доставяната електрическа енергия се отнасят за цели квартали и населени места, реално от този проблем са засегнати най-много потребители на електрическа енергия. Извършените в тази посока проверки показват висок процент на основателност, недостатъчна бързина и ангажираност на дружествата за отстраняване на причините. Останалите причини за оплаквания от потребители се класифицират, както следва:

- корекции на количества потребена, но неизмерена и неточно измерена електрическа енергия, установени по реда на ПИКЕЕ. За много от случаите, потребителите завеждат и съдебни дела, което не позволява на Комисията тяхното разглеждане преди произнасяне от страна на съдебните органи;

- средства за търговско измерване – съмнения за точност на измервателните уреди, мястото им на монтиране, неуведомяване за планова или периодична подмяна, липса на свидетели при съставяне на констативни протоколи при подмяната им;
- преустановяване на електрическото захранване без основание и без предварително уведомяване;
- договори за присъединяване на нови обекти на потребители и производители на електрическа енергия – забавяне, некоректни клаузи, неправомерно прекратени договори;
- договори за доставка на електрическа енергия – забавяне и проблеми с промяна на доставчика;
- състояние на електрическите съоръжения – лошо техническо състояние, опасни съоръжения, нарушени сервитути на енергийни обекти;
- цени за присъединяване, достъп, пренос, услуги – размер и неправомерно прилагане на ценовите решения на КЕВР;
- свободен пазар на електрическа енергия – забавяне или неиздаване на документи за смяна на доставчик;
- изкупуване и придобиване на съоръжения;
- присъединяване на централи, използващи ВЕИ към електроразпределителните мрежи;
- изкупуване на произведена електрическа енергия от централи, произвеждащи с ВЕИ или комбинирано производство.



Въз основа на горепосочения анализ, Комисията планира извършване на проверки на електроразпределителните и електроснабдителните дружества с последващи указания за отстраняване на причините, респ. намаляване броя на постъпващите в дружествата и в Комисията жалби и оплаквания.

През 2017 г. КЕВР разгледа жалби от потребители на електрическа енергия и услуги и се произнесе с решения по образуваните административни производства, от които:

- 65 бр. основателни, с дадени задължителни указания;

- 138 бр. прекратени, поради неоснователност;
- 129 бр. прекратени, поради недопустимост за разглеждане;
- 51 бр. прекратени, поради отпаднал правен интерес на жалбоподателя;
- 50 бр. прекратени, поради разглеждане от съда;
- 4 бр. прекратени, поради оттегляне на жалбата;
- 1 бр. спряно производство до произнасяне от съда.

На основание чл. 144, ал. 2 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, при проверка на подадената жалба се събират всички необходими доказателства. По подадената жалба може да се организира среща на страните в седалището на Комисията. В тази връзка, за допълнително изясняване на обстоятелствата, бяха проведени шест срещи между представители на енергийните дружества и страните по жалбите. В резултат на проведени разговори и обсъждания на поставените проблеми, бяха постигнати договорености и споразумения, които спомогнаха за правилното и навременно разрешаване на споровете между страните.

### **5.2.2. В сектор „Природен газ”**

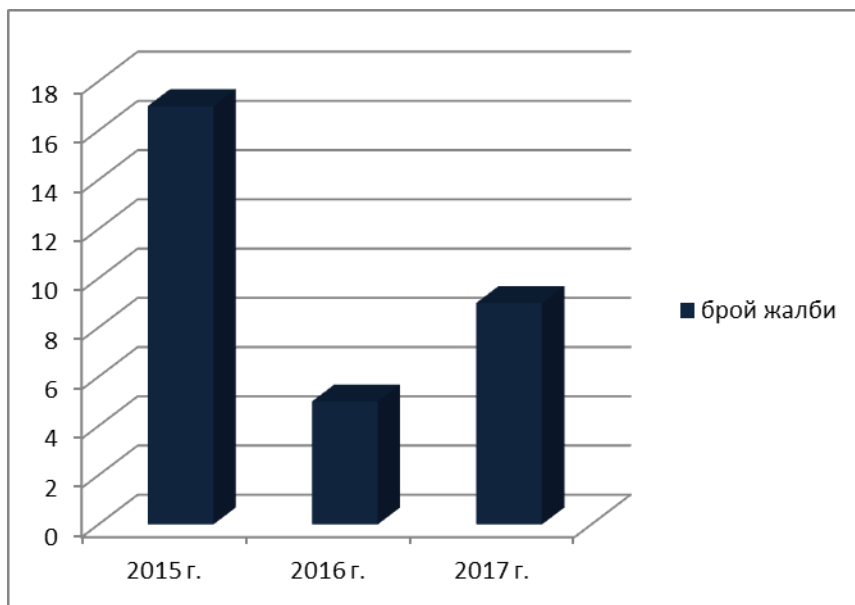
За сектор „Природен газ” през 2017 г. в КЕВР са постъпили общо 31 писма, запитвания и жалби, от които 9 жалби по чл. 22 от ЗЕ. По получените запитвания са изготвени отговори, които са изпратени на адресатите.

Съгласно чл. 142, ал. 4 от НЛДЕ Комисията разглежда жалба, ако същата е разгледана от съответното дружество и жалбоподателят не е удовлетворен от отговора по жалбата, както и в случаите, когато не е получил отговор по нея.

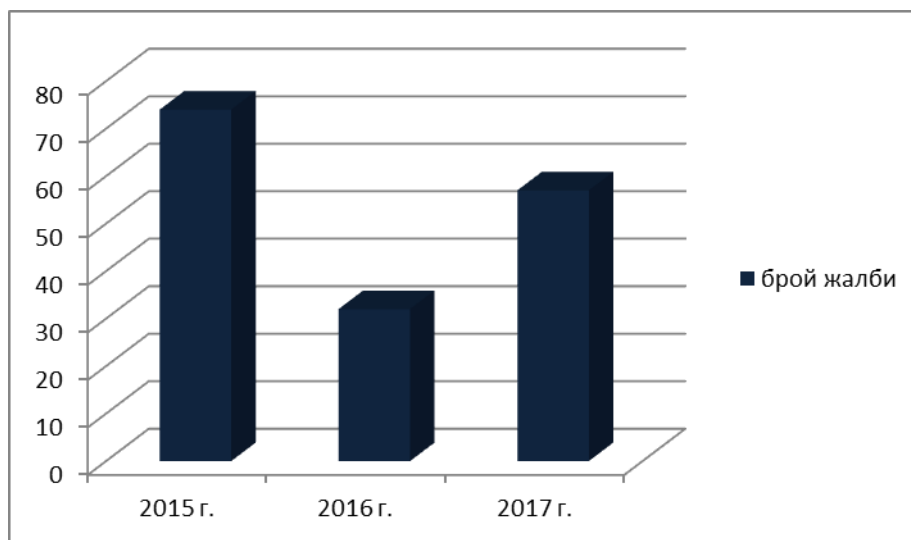
По четири от жалбите КЕВР се е произнесла с решения, като по три от тях е приела, че са неоснователни и е прекратила преписките. По една от жалбите Комисията се е произнесла с решение за прекратяване на преписката, на основание отпаднал правен интерес за жалбоподателя от произнасяне от страна на административния орган. Четири от жалбите са изпратени на съответното дружество за решаване по компетентност по чл. 142, ал. 5 от НЛДЕ. По една от жалбите предстои произнасяне на Комисията в срока съгласно чл. 22, ал. 4 от ЗЕ.

Комисията се е произнесла с решение и по жалба от предходната година, административното производство по която, поради фактическата и правна сложност на случая, е приключило през отчетната година.

Броят на жалбите за сектор „Природен газ“, получени в КЕВР през 2017 г., е 0,01% от общия брой клиенти (96 382) на природен газ и се запазва нисък в сравнение с другите три сектора. Като основна причина може да се посочи малкият процент газифицирани обекти в страната, съответно малкият брой битови и стопански клиенти на природен газ, което обуславя ниския брой жалби, подавани както в Комисията, така и в дружествата. Тенденцията на запазване на ниско ниво на жалбите в сектора се дължи и на обстоятелството, че дружествата информират клиентите си за регламентирания в общите условия на договорите и в правилата за работа с потребители ред за подаване и разглеждане на жалби, своевременно разглеждат подадените жалби и удовлетворяват основателните.



През 2017 г. броят на жалбите, подадени в газоразпределителните дружества, е 57. За сравнение през 2016 г. броят им е бил 32, а през 2015 г. – 74.

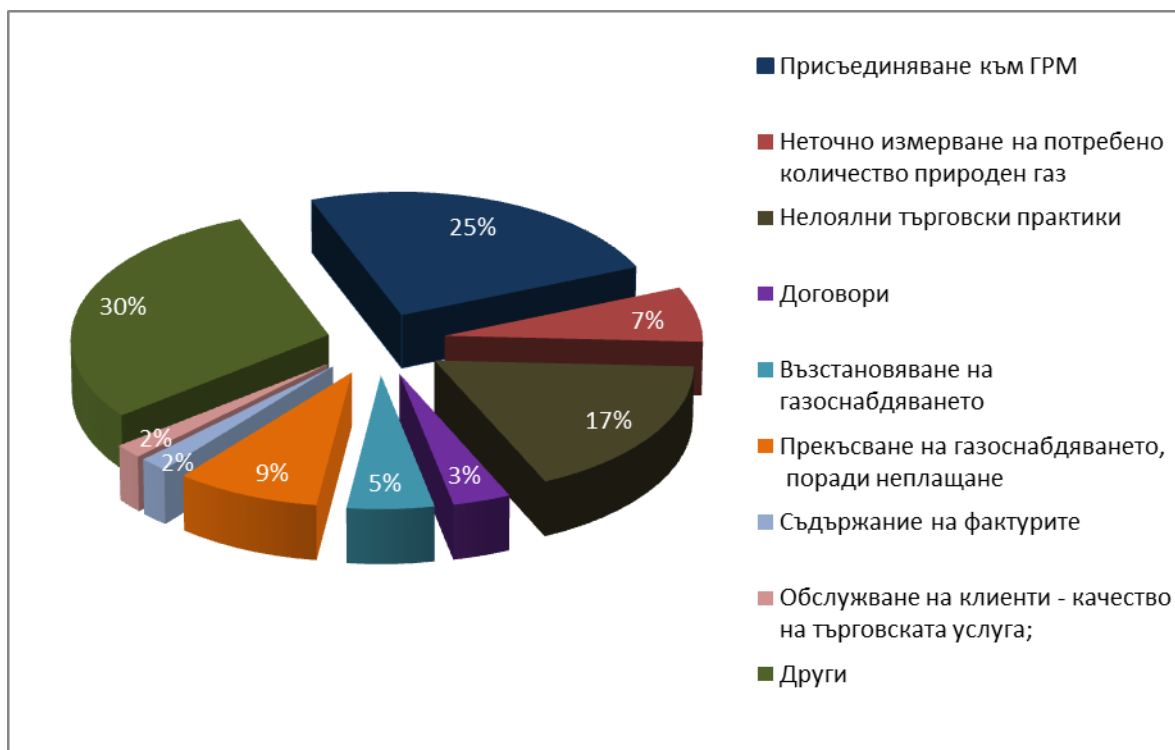


Клиентите, които са подали жалби в газоразпределителните дружества през 2017 г., представляват под 0,06% от всички клиенти на природен газ, като се запазва тенденцията на нисък брой жалби спрямо броя на битовите клиенти, който през 2016 г. е бил под 0,04%, а през 2015 г. – под 0,1%. От общо 35 лицензирани територии в България, жалби са подадени в 13 от тях. Броят на клиентите на природен газ в тези 13 територии (83 554) съставлява 87% от всички клиенти на природен газ в страната. Най-много жалби са подадени в „Овергаз мрежи” АД за лицензираната територия на Столична община и Община Божурище – 14 бр. (0,05% от общия брой клиенти на дружеството). Това представлява 25% от всички жалби в сектора.

Според предмета на оплакването жалбите се разпределят, както следва:

Предмет на жалбите	Брой жалби	Брой удовлетворени жалби
Присъединяване към ГРМ	14	4
Неточно измерване на потребеното количество природен газ	4	2
Качество на доставките	0	0
Нелоялни търговски практики	10	7
Договори	2	1
Възстановяване на газоснабдяването	3	2
Прекъсване на газоподаването поради неплащане	5	0
Съдържание на фактурите	1	0
Цена	0	0
Обезщетение	0	0
Смяна на доставчик	0	0
Обслужване на клиенти	1	0
Друго	17	6
Общо жалби:	57	22

От графиката по-долу е видно, че най-голям брой от жалбите са свързани с присъединяване към ГРМ и нелоялни търговски практики. Останалите жалби се отнасят основно до: неточно измерване; договори; възстановяване на газоснабдяването; прекъсване поради неплащане; съдържание на фактурите; обслужване на клиенти и други.



От 14 бр. жалби, свързани с присъединяване към ГРМ, 4 бр. са основателни и са удовлетворени, 10 бр. са неоснователни. От 10 бр. жалби, свързани с нелоялни търговски практики, 7 бр. са основателни и са удовлетворени. От 5 бр. жалби, свързани с прекъсване на газоподаването поради неплащане, една е удовлетворена. От 17 бр. други жалби, 6 бр.

са основателни и са удовлетворени от дружествата. Неоснователните са свързани с: несъгласие с местоположението на ГРИТ; несъгласие с начислени авансови вноски; теч във вътрешна газова инсталация; поставяне на тръбопровод за отвеждане на димен газ; повредена канализационна тръба след извършени строително-монтажни работи; замръзнала вътрешна газова инсталация; запушени гъвкави връзки вследствие на отлагания от силно замърсена вода и отказ за гаранционен ремонт на котела; несъгласие с монтирано допълнително съоръжение за присъединяване към ГРМ.

Не са подавани жалби, касаещи качеството на доставките на природен газ, смяна на доставчик, цена и обезщетение.

Газоразпределителните дружества са разгледали получените жалби и са приели за основателни и съответно са удовлетворили 22 от тях. На всички подадени жалби е отговорено в установените в Общите условия и Правилата за работа с потребители срокове.

Дружествата работят в посока повишаване информираността на клиентите по отношение на предлаганите услуги и разясняване на правата им и начините за защита на интересите им във връзка с подаване на жалби, уреждане на спорове и възможността им да се обърнат към КЕВР при неудовлетвореност от получен отговор по жалба.

Дружествата от сектор „Природен газ“ използват различни видове информационни канали: национален информационен телефон; интернет сайт; електронен адрес. На всеки един от тях клиентите могат да получат съдействие по всички въпроси, свързани с газоснабдяването, както и да отправят сигнали, оплаквания и жалби. Някои от дружествата имат организирано приемно време и провеждат анкети – онлайн или в центровете за работа с клиенти, с цел проучване на мнения и предприемане на действия по препоръки на клиентите. Експерти на дружествата извършват справки, предоставят информация и консултират клиентите по всички въпроси, свързани с газоснабдяването.

В клиентските центрове на газоразпределителните дружества на видно място се поставят Общите условия за продажба на природен газ, както и Правилата за работа с потребители, където също са разяснени начините и процедурите за подаване на жалби и уреждане на спорове.