



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

**Годишен доклад
до Европейската комисия**

юли 2026 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

УВОДНИ ДУМИ НА ПРЕДСЕДАТЕЛЯ	4
1. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ	7
1.1. Оценка на развитието и регулирането на пазара	9
1.2. Доклад за изпълнението на пакета за чиста енергия	14
2. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	14
2.1. Регулиране на мрежата и техническо функциониране	14
2.1.1. Отделяне	14
2.1.2. Разширяване и оптимизация на мрежата	15
2.1.3. Мрежови тарифи	15
2.1.4. Регулиране на сигурността и надеждността	19
2.1.5. Мониторинг на баланса между търсене и предлагане	20
2.1.6. Трансгранични въпроси	21
2.1.7. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки	23
2.2. Конкуренция и функциониране на пазара	24
2.2.1. Пазари на едро	24
2.2.2. Пазар на дребно	34
2.2.3. Защита на потребителите и уреждане на спорове	37
3. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ	39
3.1. Регулиране на мрежата	39
3.1.1. Мрежови и ВПП тарифи за присъединяване и достъп на клиентите	39
3.1.2. Балансиране	42
3.1.3. Трансгранични въпроси	43
3.1.4. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки	45
3.1.5. Конкуренция и функциониране на пазара	47
3.1.6. Пазари на едро	56
3.1.7. Пазар на дребно	64
3.1.8. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията	68
3.1.9. Защита на потребителите и уреждане на спорове	69
3.2. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО има правомощия)	73

СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ

АСЕР	Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори
АУАН	Акт за административно нарушение
БНЕБ ЕАД	„Българска независима енергийна борса“ ЕАД
ВЕКП	Високоэффективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия
ВИ	Възобновяеми източници на енергия
ВТТ	Виртуална търговска точка
ВяЕЦ	Вятърна електрическа централа
ГРД	Газоразпределителни дружества
ГРМ	Газоразпределителна мрежа
Дирекция „РЕМІТ“	Дирекция „Мониторинг и контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия“
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕПМ	Електропреносна мрежа
ЕС	Европейски съюз
ЕСО ЕАД	„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД
ЕЦ	Електрическа централа
ЗЕ	Закон за енергетиката
Комисия, КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
КЗП	Комисия за защита на потребителите
НЕК ЕАД	„Национална електрическа компания“ ЕАД
НЛДЕ	Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката
НРЦЕЕ	Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия
НРЦПГ	Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ
НПО	Независим преносен оператор
ОПС	Оператор на преносна система
ПДН	Пазар „Ден напред“
ПОИ	Проект от общ интерес
ПТЕЕ	Правила за търговия с електрическа енергия
РИПС ЮИЕ	Регион за изчисляване на преносната способност „Югоизточна Европа“
СЕЕР, CEER	Съвет на европейските енергийни регулатори
СТП	Стандартизирани товари профили
ФЕЦ	Фотоелектрическа централа
ЦДУ	Централно диспечерско управление
ENTSOE	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ENTSOG	Европейска мрежа на операторите на газопреносни системи
CEREMP	Централизиран европейски регистър на пазарните участници
PPAT	Лице, организиращо сделки с енергийни продукти на едро по занятие
REMIT	Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия
UMM	Спешни пазарни съобщения



УВОДНИ ДУМИ НА ПРЕДСЕДАТЕЛЯ

През 2025 г. приоритет на Комисията за енергийно и водно регулиране в **сектор „Електроенергетика и топлоенергетика“** беше хармонизирането на подзаконовите нормативни актове с действащото европейско и национално законодателство. С оглед промените, свързани с новия пазарен модел, регулаторът актуализира подзаконовата нормативна уредба. Изменена беше Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, уреждаща на подзаконово ниво условията за пълна либерализация на пазара на едро на електрическа енергия, както и механизма за плавен преход към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти. В тази посока бяха променени и Правилата за търговия с електрическа енергия. В Правилата за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия беше въведен нов механизъм за търговия на пазарен сегмент „Двустранни договори“, включващ нестандартни дългосрочни продукти, с цел обезпечаване на новия пазарен модел, ускоряване на пазарната интеграция, изключване на възможностите за дискриминация, насърчаване на конкуренцията и пълноценно функциониране на пазара. Комисията измени и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката с цел адаптиране на процедурите и изискванията за лицензиране към последните законови

промени и други нормативни промени, включително технологични и пазарни реформи.

В ценовите си решения КЕВР последователно прилагаше балансиран и консервативен подход, отчитащ интересите на всички участници. Общите цени на електрическата енергия и на мрежовите услуги за регулирания пазар на практика останаха без значителна промяна – за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. среднопретегленото увеличение за битовите клиенти е 2,58%. КЕВР успя да ограничи и нарастването на пределните цени на топлинната енергия и през отоплителния сезон 2025 г. – 2026 г. то остана в рамките на 4,54%.

При лицензиране на дейностите в енергетиката се наблюдава устойчив ръст в броя на издадените от Комисията лицензии за производство на електрическа енергия от ВИ, което допринася за конкуренция и ликвидност на пазара. За 2025 г. издадените нови лицензии са 18, докато през 2024 г. те са 15, а през 2023 г. – 10.

По отношение на постъпилите през годината жалби и сигнали на потребители и дружества регулаторът спазва законоустановените срокове за тяхното разглеждане, като се произнесе с 1117 решения, от които 908 са в сектор „Енергетика“.

През 2025 г. дейността на Комисията в **сектор „Природен газ“** беше насочена към осигуряване на стабилно функциониране на пазара на природен газ, гарантиране на доставките на природен газ, развитие на конкурентната пазарна среда, наблюдението върху развитието на пазара на природен газ и прилагане на европейското и националното законодателство. Беше отчетено трайно понижение на цената на природния газ и постепенно стабилизиране на пазарната среда, което оказва влияние върху регулаторната дейност и пазарните процеси. Към м. декември 2025 г. цената беше с около 23% по-ниска спрямо м. януари 2025 г. Доставките на природен газ от Р. Азербайджан осигуриха стабилност и по-ниски цени в микса, важна беше ролята и на ПГХ „Чирен“, което в началото на

зимния сезон 2024/2025 беше с ниво на запълняемост около 100%. С одобрените от КЕВР изменения и допълнения на Правилата за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД се въведоха клирингови услуги и беше регламентирано задължението на оператора на борсовия пазар да изпълнява ефективно задълженията си по изменения Регламент (ЕС) 2024/1106 във връзка с подобряването на защитата на Съюза срещу манипулиране на пазара за търговия на едро с енергия.

Комисията продължи дейността си по издаване на лицензии за дейността „търговия с природен газ“. Лицензирани бяха нови 28 търговеца, с което общият им брой достигна 161. Това допринася за повишаване на ликвидността и конкуренцията на пазара на природен газ. Отчетено е значително нарастване на сделките на различните сегменти на организирания борсов пазар на природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. Положителна тенденция е продължаващото развитие на газовите мрежи в страната. През 2025 г. КЕВР със свои решения одобри специални капацитетни продукти „Маршрут 1“, „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“ за пренос на природен газ по маршрута Гърция - България - Румъния - Молдова – Украйна, които „Булгартрансгаз“ ЕАД, съответно „Ай Си Джи Би“ АД, съвместно с операторите на газопрееносни мрежи на Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS и Р Украйна – Gas TSO of Ukraine да предлагат на тръжната платформа Regional Booking Platform. Предлагането на тези продукти беше одобрено и от регулаторните органи на Р Гърция, Р Румъния, Р Молдова и Р Украйна, като по този начин бяха създадени условия за ефективно покриване на нуждите на Р Украйна от природен газ, повишаване на сигурността на доставките в региона и ефективното използване на газопрееносната инфраструктура.

Прилагането на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за

търговия на едро с енергия (REMIT) доведе до тенденция на спад на постъпващите сигнали в Комисията за пазарни злоупотреби. През 2025 г. в КЕВР постъпиха 10 сигнала за предполагаеми нарушения по REMIT, като от началото на 2019 г. общият им брой е 87. Наложените санкции и продължаващи производства от последните години дадоха ясен сигнал към недобросъвестните участници на пазара, че регулаторът упражнява ефективно функциите си по мониторинг и контрол върху пазара за търговия с енергия на едро. Със свои решения в периода 2022-2024 г. Комисията санкционира десет пазарни участника с общо 2 197 918,53 евро за манипулация на пазара или опит за манипулация по смисъла на REMIT. Основната част от санкционираните лица са прибегвали до квалифицираната от АСРЕ манипулативна практика „предварително уговорена търговия“. Допълнително 80 272,83 евро са санкциите, наложени за нарушения на задължението за оповестяване на вътрешна информация.

В рамките на контролната дейност на Комисията извършените предварителни проучвания в периода 2019-2025 г. са общо 55, като през 2025 г. са извършени предварителни проучвания по два сигнала. В края на 2025 г. КЕВР съдейства на АСРЕ по 2 случая на предварителни проучвания за установяване на манипулации на пазара с енергия на едро чрез трансгранични сделки.

Дълбоката енергийна криза през 2022—2023 г. показва, че на европейско и на национално ниво ключови фактори срещу пазарни и ценови сътресения са предвидимите и гъвкави регулаторни действия. В условията на свързаност на българския енергиен пазар с европейския и с регионалния пазар, националната регулаторна политика следва да е обвързана с намаляване на зависимостта от външни енергийни доставки, засилване на регионалното сътрудничество, повишаване на конкурентоспособността на енергийния сектор с цел постигане на баланс между достъпност, инвестиционна привлекателност и декарбонизация. В тези условия регулаторната рамка трябва да е

насочена към постигане на ценова устойчивост и достъпност за всички битови и стопански потребители, сигурност на доставките и овластяването на потребителите, които ще имат все по-активна роля чрез производство на енергия, активно управление на

потреблението или участие в енергийни общности.

ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

Председател

на Комисията за енергийно

и водно регулиране

1. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ

През отчетния период Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) продължи дейността си по усъвършенстване на подзаконовата нормативна уредба в рамките на предоставените ѝ законови правомощия, като отчете динамиката в развитието на обществените отношения в енергийния сектор и необходимостта от привеждане на регулаторната рамка в съответствие с измененията в националното и европейското законодателство. Приетите изменения са насочени към осигуряване на условия за ефективното функциониране и развитието на пазарите на електрическа енергия и природен газ, повишаване на прозрачността и конкуренцията, както и към преодоляване на установени в практиката затруднения при прилагането на действащите нормативни актове.

С Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (обн., ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г.) бяха въведени правила и ред за определяне от Комисията на базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовите крайни клиенти заплащат през съответния регулаторен период. Наред с това беше регламентиран механизмът за определяне на ежемесечни компенсации, предназначени да покриват част от разходите на битовите крайни клиенти за закупуване на електрическа енергия от крайните снабдителите, с цел гарантиране на плавен преход към новия модел на функциониране на пазара.

С Правилата за изменение и допълнение на Правилата за търговия с електрическа енергия (обн., ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г.) бяха въведени изменения, произтичащи от промените в Закона за енергетиката, необходими за реализиране на пълната либерализация на пазара на едро на електрическа енергия, считано от 1 юли 2025 г. Измененията създават необходимите регулаторни предпоставки за функционирането на либерализирания пазар при равнопоставени условия за всички пазарни участници и в съответствие с европейските изисквания.

С Правилата за изменение и допълнение на Правилата за работа на организирания борсов пазар на електрическа енергия (обн., ДВ, бр. 46 от 06.06.2025 г.) беше разширена възможността за предлагане на нови борсови продукти, насочени към ускоряване на процесите на пазарна интеграция и повишаване на ликвидността на пазара. С измененията се ограничава възможността за дискриминационно третиране на пазарните участници, насърчава се конкуренцията и се създават предпоставки за по-ефективно и прозрачно функциониране на организирания борсов пазар.

С Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (обн., ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г., в сила от 1.07.2025 г.) беше актуализирана нормативната уредба относно лицензионните режими чрез прецизиране на използваните дефиниции и препратки към Закона за енергетиката, както и чрез отразяване на новите видове лицензирани дейности и приложимите процедури. Измененията имат за цел да осигурят последователност и правна сигурност при прилагането на лицензионния режим в съответствие с действащото законодателство.

В заключение, приетите през отчетния период изменения в подзаконовата нормативна уредба създадоха необходимите регулаторни предпоставки за завършване на процеса на либерализация на електроенергийния пазар, повишаване на неговата прозрачност, конкурентоспособност и интеграция с вътрешния енергиен пазар на Европейския съюз, като същевременно гарантират защитата на битовите крайни клиенти в преходния период към новия пазарен модел.

Дейността на регулатора в сектор „Природен газ“ през 2025 г. беше насочена към осигуряване на стабилно функциониране на пазара на природен газ, гарантиране на доставките на природен газ, развитие на конкурентната пазарна среда, наблюдението върху развитието на пазара на природен газ и прилагане на европейското и националното законодателство.

С одобрените от КЕВР изменения и допълнения на Правилата за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД се въведоха клирингови услуги и беше регламентирано задължението на оператора на борсовия пазар да изпълнява ефективно задълженията си по изменения Регламент (ЕС) 2024/1106 във връзка с подобряването на защитата на Съюза срещу манипулиране на пазара за търговия на едро с енергия.

През 2025 г. общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД осигури необходимите количества природен газ за неговите клиенти по дългосрочния договор за доставка на тръбен природен газ с азербайджанска компания, по договори за доставка на втечен природен газ при цени, основно зависещи от индекса the Title Transfer Facility (TTF) front month на Нидерландската газова борса, както и от добив от подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“. Доставките на втечен природен газ (LNG) се осъществяваха чрез терминалите на територията на Р Гърция и Р Турция. Цената на природния газ на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД премина през значителни колебания, като започна от сравнително високи нива в началото на годината и завърши с тенденция към поевтиняване. Към м. декември 2025 г. цената беше с около 23% по-ниска спрямо м. януари 2025 г. Цената на природния газ на обществения доставчик за м. януари 2025 г. беше в размер на 81,94 лв./MWh, което представлява повишение на цената с около 8% спрямо цената на природния газ за м. декември 2024 г. Наблюдаваше се покачване на цената на природния газ през месеците януари, февруари и март 2025 г. През м. април 2025 г. цената на природния газ започна да намалява и беше в размер на 75,08 лв./MWh. През месеците май, юни и юли 2025 г. цената на природния газ се стабилизира в диапазон около 64 лв./MWh. През месеците август и септември 2025 г. цената на природния газ продължи тенденцията на умерено поевтиняване, като за м. септември цената беше в размер на 60,52 лв./MWh. Цената на природния газ за м. октомври се запази на ниво близо до м. септември. През м. ноември цената на природния газ на обществения доставчик беше в размер на 65,82 лв./MWh, а за м. декември 2025 г. в размер на 63,01 лв./MWh или с 4,3% по-ниска цена спрямо м. ноември 2025 г.

Основните причини за изменението на цената на природния газ през 2025 г. бяха свързани с нивата на цените на европейските газови борси (TTF индекс). Сезонното потребление на природен газ в страната и по-ниските отчетени температури в началото на 2025 г. временно повишиха търсенето, което оказва влияние върху цените на природния газ. Доставките на природен газ от Р Азербайджан осигуриха през 2025 г. стабилност и по-ниски цени в микса. Ключовите събития и фактори, които доведоха до промяна в цените на природния газ през 2025 г. в Европа и съответно в Р България, бяха свързани със спирането на транзита на руски газ по газопроводите през Р Украйна, което доведе до скок на цените. Отчетените по-ниски нива на средната температура в началото на годината оказаха влияние на потреблението на природен газ за отопление, което се отрази и на нивата на запълняемост на подземните газови хранилища, като нивата на запълняемост паднаха под 50% през м. февруари. Военните конфликти през 2025 г. също оказаха влияние върху ценовите нива на природния газ.

Подземното газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ е ключов елемент за енергийната сигурност на Р България. Нивото на запълняемост на ПГХ „Чирен“ в началото на зимния сезон 2024/2025 г. беше около 100%. През зимния сезон се добиваха количества природен газ с умерени темпове, като нивото на запълняемост на хранилището към края на м. март беше около 34%, което е ниво близо до средното за страните от Европейския съюз в този период. Основните количества природен газ, необходими за потреблението в страната, се осигуряват от внос, като незначителни количества се осигуряват и от местен добив. Снабдяването с природен газ на територията на Р България се осъществява по газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за пряко присъединени небитови клиенти и по газоразпределителните мрежи (ГРМ), собственост на съответните газоразпределителни дружества, към които са присъединени небитови и битови клиенти. Чрез газопреносната мрежа се осъществява и пренос на природен газ до съседните на Р България страни – Р Румъния, Р Турция, Р Гърция, Р Северна Македония и Р Сърбия, както и пренос от и до ПГХ

„Чирен“. Междусистемният газопровод Гърция - България (IGB), който беше въведен в търговска експлоатация на 01 октомври 2022 г. физически свързва газопреносните мрежи на Р Гърция и Р България, като чрез него се доставя природен газ до газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и до газоразпределителната мрежа на територия на община Кърджали.

През 2025 г. КЕВР със свои решения одобри специални капацитетни продукти „Маршрут 1“, „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“ за пренос на природен газ по маршрута Гърция - България - Румъния - Молдова – Украйна, които „Булгартрансгаз“ ЕАД, съответно „Ай Си Джи Би“ АД, съвместно с операторите на газопреносни мрежи на Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS и Р Украйна – Gas TSO of Ukraine да предлагат на тръжната платформа Regional Booking Platform. Предлагането на тези продукти беше одобрено и от регулаторните органи на Р Гърция, Р Румъния, Р Молдова и Р Украйна, като по този начин бяха създадени условия за ефективно покриване на нуждите на Р Украйна от природен газ, повишаване на сигурността на доставките в региона и ефективното използване на газопреносната инфраструктура.

1.1. Оценка на развитието и регулирането на пазара

Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) предприе необходимите действия за развитие и усъвършенстване на подзаконовите актове в съответствие със законовите си правомощия и предвид динамично развиващите се обществени отношения в областта на енергетиката. Целта на тази дейност е съобразяване на актовете на КЕВР с националното и европейското законодателство, създаване на условия за развитие на пазарите на електроенергия, както и преодоляване на проблеми, установени в практиката по прилагане на актовете на Комисията.

В сектор „Електроенергетика“ през периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г. КЕВР прие подзаконовни нормативни актове, както следва:

Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (обн. ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г., НИД на НРЦЕЕ). Чрез приемането на НИД на НРЦЕЕ е постигнато привеждане на подзаконовия нормативен акт в съответствие с измененията и допълненията на Закона за енергетиката (ЗЕ), с които са регламентирани нови правомощия на КЕВР да определя: базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период; компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга, както и ежемесечни компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от крайните снабдители. По този начин НИД на НРЦЕЕ урежда на подзаконово ниво предвидените в ЗЕ условия за пълна либерализация на пазара на едро на електрическа енергия, както и механизма, осигуряващ плавен преход към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти. НИД на НРЦЕЕ осигурява възможност за плавен преход към пълна либерализация на пазара на дребно след отпадане в ЗЕ на фигурата на „обществен доставчик на електрическа енергия“, както и на ценовото регулиране на цените на крайните снабдители. Също така, с Преходна разпоредба от НИД на НРЦЕЕ са актуализирани и разпоредби в Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката във връзка с отпадането на дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ и фигурата на „обществения доставчик“.



Обществено обсъждане на промени в Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

Правила за изменение и допълнение на Правилата за търговия с електрическа енергия (обн. ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г., ПИД на ПТЕЕ). Приемането на ПИД на ПТЕЕ е обусловено от необходимостта за привеждане на подзаконовия нормативен акт в съответствие с измененията и допълненията на ЗЕ, свързани с: пълната либерализация на пазара на едро на електрическа енергия от 01.07.2025 г., съответно премахването на фигурата „обществен доставчик на електрическа енергия“; отпадането на задължението на КЕВР да определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдителите; новите задължения на крайните снабдителите да снабдяват с електрическа енергия битови крайни клиенти чрез универсална услуга и да продават изкупената по преференциални цени електрическа енергия на организирания борсов пазар. Също така, с ПИД на ПТЕЕ са преуредени отношенията на балансиращия пазар, като отпадат част от балансиращите групи, а именно: комбинираните балансиращи групи, както и специалните балансиращи групи на обществения доставчик, както и са прецизирани разпоредби в съществуващата редакция на акта, с цел правилното, точното и безпротиворечивото им прилагане.

Правила за изменение и допълнение на Правилата за работа на организиран борсов пазар на електрическа енергия (обн. ДВ, бр. 46 от 06.06.2025 г., ПИД на ПРОБПЕЕ). Чрез приемането на ПИД на ПРОБПЕЕ в съответствие с европейското законодателство се регламентира въвеждането на 15-минутни продукти на пазарен сегмент „Ден напред“ на организирания борсов пазар на електрическа енергия. Създаването на правила за предлагане на такива продукти цели ускоряване на пазарната интеграция, изключване на възможностите за дискриминация, насърчаване на конкуренцията и пълноценното функциониране на пазара. Също така, ПИД на ПРОБПЕЕ регламентира норми, въз основа на които операторът на борсовия пазар - „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, да изпълнява ефективно задълженията си по Регламент (ЕС) 2024/1106 на Европейския парламент и на Съвета от 11 април 2024 година за изменение на регламенти (ЕС) № 1227/2011 и (ЕС) 2019/942 във връзка с подобряването на защитата на Съюза срещу манипулиране на пазара за търговия на едро с енергия, да докладва пред Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия данните за нареждания и сделки с енергийни продукти на едро в качеството си на сертифициран регистриран механизъм за докладване. С ПИД на ПРОБПЕЕ са прецизирани разпоредби на правилата в резултат от натрупания опит по правоприлагането им.

Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НИД на НЛДЕ) изм., бр. 52 от 27.06.2025 г., в

сила от 01.07.2025 г. С НИД на НЛДЕ Комисията актуализира дефиниции и препратки към ЗЕ. В текста са въведени промени, които привеждат терминологията и препратките изцяло към разпоредбите на ЗЕ, в т.ч. по отношение на нови видове дейности или процедури за лицензиране.

Изменените текстове съдържат по-ясно регламентирани правила за подаване, регистрация и обработване на заявления за издаване, изменение, продължаване и прекратяване на лицензии. Заявленията и документите към тях следва да отговарят на нови изисквания за съдържание и форми в т.ч. електронно подаване чрез квалифициран електронен подпис, както е предвидено по Регламент (ЕС) № 910/2014 за електронна идентификация. Тъй като ЗЕ е бил изменен в периода до 2025 г., наредбата също е привеждана в съответствие по отношение на видовете дейности, за които се издават лицензии, както и по отношение на процедурите по тяхното управление и контрол.

Промените в НЛДЕ през 2025 г. имат за цел да адаптират процедурите и изискванията за лицензиране към последните промени в ЗЕ и други нормативни промени, включително технологични и пазарни реформи. Това се налага поради нови пазарни правила по отношение на либерализация на пазара на електрическа енергия, търговия с природен газ и др.

Дефинирането на ясни процедури, електронно подаване и ясни срокове за разглеждане на заявления и жалби цели да направи процеса по лицензиране по-прозрачен, по-ефективен и съобразен с добрите административни практики. Измененията са мотивирани от необходимостта от хармонизация с европейските регулаторни стандарти, включително по отношение на електронното управление, балансиране на пазара на енергия и отчетност на регулаторните процедури.

Възобновяеми енергийни източници

Съгласно чл. 6, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) Комисията определя преференциални цени за изкупуването на електрическата енергия от възобновяеми източници, произведена от енергийни обекти с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии (ДВ, бр. 86 от 2023 г., в сила от 13.10.2023 г.).

В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, до 30 юни 2025 г. Комисията определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

На следващо място, до 30 юни 2025 г., Комисията извърши актуализация на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата.

По силата на §28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) КЕВР определи премии за електрическа енергия от ВИ, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник.

През периода 2023 г. – 2025 г. в сектор „Възобновяеми енергийни източници“ Комисията прие общо:

- за 2025 г. 5 решения за цени и премии, включително и след влезли в сила решения

на Върховен административен съд (ВАС), а именно: решения № Ц-1 от 01.01.2025 г., № Ц-7 от 31.01.2025 г., № Ц-11 от 12.02.2025 г., № Ц-23 от 30.06.2025 г. (считано от 01.07.2025 г.) и № Ц-40 от 30.12.2025 г. на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW;

- за **2024 г. общо 1 решение за цени и премии**, а именно: Решение № Ц-15 от 30.06.2024 г. на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2024 г.;

- за **2023 г. общо 2 решения за цени и/или премии**, включително и след влезли в сила решения на Върховен административен съд (ВАС), а именно: Решение № Ц-9 от 19.05.2023 г. на КЕВР (за определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа, считано от 01.07.2012 г. и установяване на нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР, след отмяната му в частта по т. 2 с Решение № 7642 от 08.08.2022 г. на Върховен административен съд) и Решение № Ц-13 от 30.06.2023 г. на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07.2023 г.

Данните за броя на решенията във връзка с правомощията на КЕВР по ценово регулиране в сектор ВИ, разпределени по видове производства в периода 2023 г. – 2025 г., са представени в следната таблица:

Брой решения по видове производства	2023 г.	2024 г.	2025 г.
- За определяне, актуализация на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, считано от 01.07. на съответната година	1	1	1
- За изменение на премиите	0	0	2
- След влезли в сила решения на Върховния административен съд	1	0	2

Засиленият инвестиционен интерес през 2025 г. към реализирането на проекти за изграждане на ФЕЦ и на такива, включващи системи за съхранение на електрическа енергия, е във връзка с получаването на субсидия по обявената от Министерството на енергетиката процедура BG-RRP-4.033 „Подкрепа на нови мощности за производство на електроенергия от ВЕИ и съхранение на електроенергия с инсталирана мощност над 200 kW“. Инвестиция С4.16: „Подкрепа за нови мощности за производство на електроенергия от възобновяеми източници и съхранение на електроенергия“, финансирана със средства от Механизма за възстановяване и устойчивост. В тази връзка преобладаващата част от индустриалните консуматори предпочитат да инвестират в съоръжения от подобен тип, от една страна, за да намалят разходите си, като покрият нуждата от електрическа енергия на собствени обекти и/или заводи или да реализират същата на някоя от платформите на БНЕБ ЕАД, а от друга, инвестиция в съоръжения за съхранение на електрическа енергия дава възможност на инвеститорите, контролирайки времеви диапазон за пуск в системата, да реализират енергията на по-добри цени и във време далеч от това на производството, което прави проекти от подобен тип още по-привлекателни. В тази връзка вариантът, при който

продажбата се реализира във време, максимално близо до момента на производство на съответното количество електрическа енергия и на по-ниски цени, не е предпочитан от инвеститорите, тъй като пикът в производството от ФЕЦ и пикът в потреблението се разминават.

Електронни сертификати за произход на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин.

Комисията издава, прехвърля и отменя месечни сертификати на производителите на електрическа енергия за произхода на стоката електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) на електрическа и топлинна енергия на основание чл. 21, ал. 1, т. 18 от ЗЕ. Условието и редът за издаване, прехвърляне и отмяна на сертификатите за произход на електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както и признаването на сертификатите за произход, издадени от компетентните органи в другите държави – членки на Европейския съюз, са уредени в Наредба № 7 от 19.07.2017 г. за издаване, прехвърляне и отмяна на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, издадена от КЕВР.

Сертификатът за произход е електронен документ (е-СП), който се издава за 1 MWh електрическа енергия на производител за нетното производство на електрическа енергия, измерено на изхода на централата и подадено към съответната електрическа мрежа, при спазване на изискванията за точност, надеждност и невъзможност за подправяне. Следва да се има предвид, че има случаи, при които броят на издадените е-СП се различава от броя на прехвърлените поради разминаване с определените квоти на съответното дружество за ценовия период.

През 2025 г. Комисията прие 12 решения за издаване и прехвърляне на електронни сертификати за произход на стоката „електрическа енергия“, произведена по високоефективен способ от централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (е-СП).

В сектор „Природен газ“ през периода 01.01.2025 г. – 31.12.2025 г. КЕВР одобри **Правила за изменение и допълнение на Правилата за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД (обн. ДВ, бр. 65 от 08.08.2025 г., ПИД на ПРОБППГ).** Чрез одобряването на ПИД на ПРОБППГ се постига ефективно въвеждане и управление на клирингови услуги на организирания борсов пазар на природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД във връзка с изискването на ЗЕ операторите на организиран борсов пазар на природен газ да осигуряват гарантиране на плащането по сключените сделки, като сключат договори с лице, предоставящо клирингови услуги. Също така, ПИД на ПРОБППГ регламентира норми, въз основа на които операторът на борсовия пазар - „Газов Хъб Балкан“ ЕАД да изпълнява ефективно задълженията си по Регламент (ЕС) 2024/1106 на Европейския парламент и на Съвета от 11 април 2024 година за изменение на регламенти (ЕС) № 1227/2011 и (ЕС) 2019/942 във връзка с подобряването на защитата на Съюза срещу манипулиране на пазара за търговия на едро с енергия, да докладва пред Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия данните за нареждания и сделки с енергийни продукти на едро в качеството си на сертифициран регистриран механизъм за докладване. С ПИД на ПРОБППГ се добавят нови продукти в пазарните сегменти, както и възможността за администриране на двустранни договори на неанонимен принцип в отделен сегмент. Измененията и допълненията на правилата предвиждат и улесняване на смяната на тарифния план на търговците, осигуряване на по-голяма гъвкавост и оптимизация на процеса при търговия, формиране на ценови индекси и бенчмарк анализи на база на сключените сделки с клирингови продукти, както и създаване на методика за определяне на сетълмент цена за дългосрочните продукти, чрез която да се създаде прозрачност и яснота за начина на образуване на съответните цени с оглед предвидимост.



Обществено обсъждане на промени в Правилата за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД

1.2. Доклад за изпълнението на пакета за чиста енергия

Съгласно разпоредбата на чл. 59, пар. 1, б. „ф“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива (ЕС) 2019/944) КЕВР има задължението да наблюдава прилагането на правилата за функциите и задачите на операторите на преносни системи, операторите на разпределителни системи, доставчиците и клиентите и другите участници на пазара съгласно Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия. Тази разпоредба от директивата към настоящия момент не е транспонирана в законодателството на Република България. В тази връзка следва да се има предвид, че КЕВР няма законодателна инициатива.

2. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

2.1. Регулиране на мрежата и техническо функциониране

2.1.1. Отделяне

Съгласно разпоредбата на чл. 59, пар. 1, б. „й“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива (ЕС) 2019/944) КЕВР следва да гарантира, че няма кръстосано субсидиране между дейностите по пренос, разпределение и доставка, както и от други дейности. В тази връзка в чл. 39, ал. 1 от ЗЕ са описани видовете дейности, подлежащи на лицензиране. КЕВР издава лицензия за всяка от посочените дейности, за определен период и с конкретни условия, които са неразделна част от решението за издаването ѝ.

Съгласно чл. 37 от ЗЕ енергийните предприятия водят отделна счетоводна отчетност за всяка дейност, подлежаща на лицензиране, дейностите, подлежащи на лицензиране и други дейности, за всеки клон и предприятие, както и за дейности при регулирани и свободно договорени цени. Правилата за водене на разделното счетоводство от енергийните предприятия, включително активите за целите на ценообразуването по групи клиенти, както и формата и съдържанието на счетоводните отчети за регулаторни цели, се определят с решение на Комисията. В допълнение следва да се отбележи, че енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, представят на Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

2.1.2. Разширяване и оптимизация на мрежата

Съгласно чл. 59, пар. 1, б „к“ от Директива (ЕС) 2019/944 КЕВР наблюдава инвестиционните планове на операторите на преносни системи и предоставя в годишния си доклад оценка на инвестиционните планове на операторите на преносни системи по отношение на съответствието им с десетгодишния план за развитие на мрежата в ЕС, включително, по целесъобразност, като тази оценка може да включва препоръки за изменение на тези инвестиционни планове.

В съответствие с правомощията си Комисията ежегодно одобрява Десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа на Република България. Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ ЕСО ЕАД разработва ежегодно този план в съответствие с Раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система, като е съобразен с изискванията на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ЕМОПС-Е). С Решение № ДПРМ-2 от 25.09.2025 г. КЕВР одобри Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа на Република България на ЕСО ЕАД за периода 2025 г. – 2034 г., който съдържа основната инфраструктура за пренос на електрическа енергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Годишните прогнозни стойности на всички разходи за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация на обектите от електропреносната мрежа и на системите за защита и управление на ЕЕС за периода на Десетгодишния план за периода 2025 г. – 2034 г. са в размер на 1 985 299 хил. лв. За периода 2025 – 2027 г. ЕСО ЕАД възнамерява да направи инвестиции в размер на 537 982 хил. лв. или 27% от общите разходи за инвестиции, посочени в плана.

Най-голям размер на инвестициите е предвиден за развитие на подстанции 958 254 хил. лв. (48,27%) и електропроводи 821 751 хил. лв. (41,39%). Размерът на инвестициите, финансирани със собствени средства, разпределени по години в периода от 2025 г. до 2034 г., е представен на следната диаграма:



2.1.3. Мрежови тарифи

Считано от 01.07.2025 г., в България влизат в сила важни промени в модела на ценообразуване на електрическата енергия по отношение на битовите потребители, свързани най-вече с отпадането на квотния модел и въвеждането на преходен механизъм към либерализиран пазар. Основните промени могат да се обобщят така: от 1 юли 2025 г. отпада задължението КЕВР да определя цени за продажба на електрическа енергия между производители, обществения доставчик и крайните снабдители. Премахват се фиксираните квоти за производство на електрическа енергия за регулирания пазар, като това означава, че крайните снабдители дружества вече купуват електрическа енергия основно от борсовия пазар, а не по административно определени квоти. Във връзка с горното и в рамките на правомощията на КЕВР, посочени в чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ, Комисията определя базова

стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща през съответния регулаторен период, както и компонент от цената на крайния снабдител, свързан със снабдяването на битовите крайни клиенти с електрическа енергия.

Съгласно чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на базовата стойност по чл. 30б от ЗЕ. По арг. от чл. 30в, ал. 4 от ЗЕ стойностите по тарифната структура на базовата стойност следва да бъдат в еднакъв размер за всички крайни снабдители.

Разпоредбата на чл. 30, ал. 1, т. 10, 13, 15 и 17 от ЗЕ предвижда още, че на регулиране от КЕВР подлежат и определени цени в сектор „Електроенергетика“, които имат съществено значение за функционирането на енергийния пазар и за защитата на обществения интерес, цените, които Комисията регулира, са:

- за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа;
- за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи;
- за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;
- цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ.

По силата на чл. 36б, ал. 1, т. 1-2 и т. 5-6 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонд) управлява средствата за покриване на: разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия; разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ; разходите за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение; разходите, извършени от крайните снабдители по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

Развитието на мрежовите тарифи за периода от 2021 г. до 2025 г. е представено в таблицата по-долу:

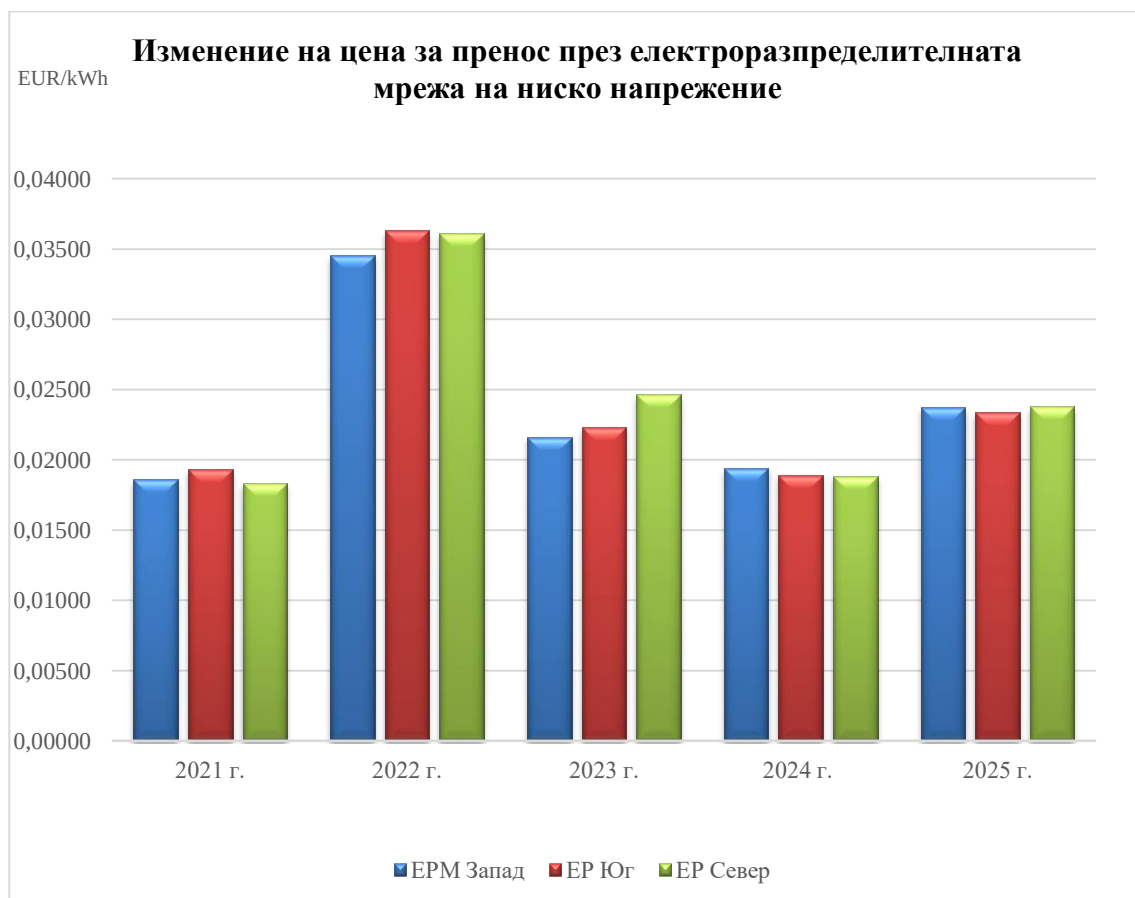
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
ЕСО ЕАД	Цена за достъп през електропреносната мрежа	EUR/MWh	0,25	0,35	0,52	0,43	0,18
	Цена за пренос през електропреносната мрежа	EUR/MWh	5,87	10,17	7,78	6,49	7,60
	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от ВИ с динамично променяща се генерация	EUR/MWh	2,76	2,69	2,48	3,14	2,81
	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, с изключение на ВИ	EUR/MWh	1,237326	1,18	1,24	2,38	2,16

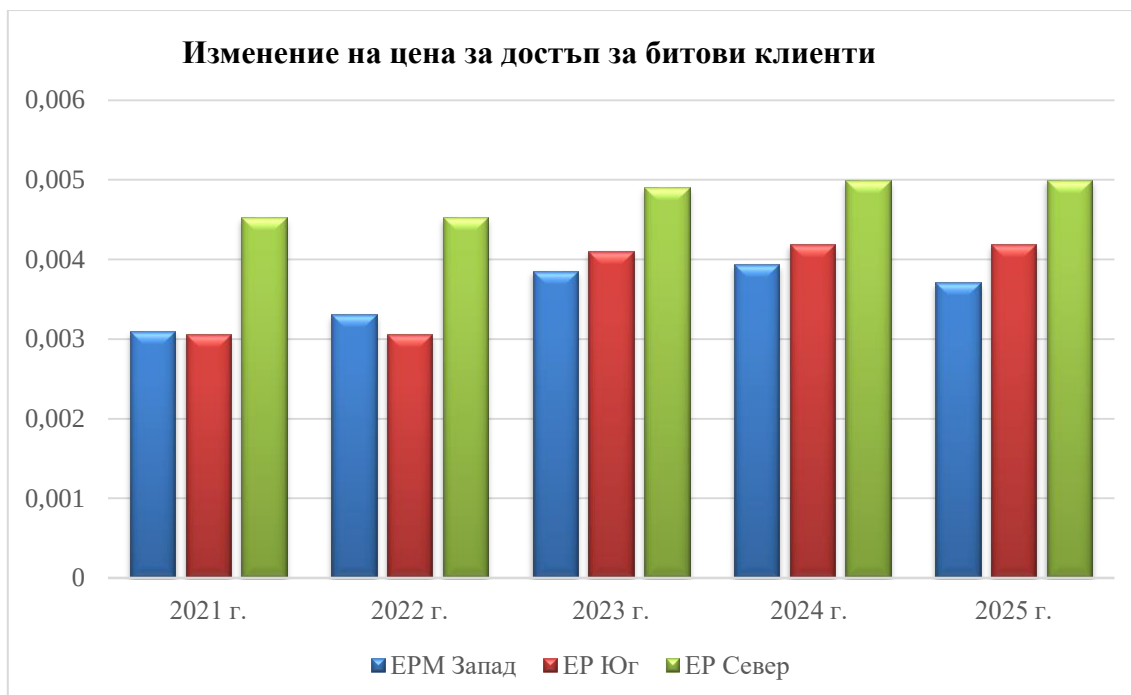
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	EUR/kWh	0,005502	0,00845	0,00545	0,005997	0,00802
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	EUR/kWh	0,018591	0,03456	0,02164	0,019444	0,02374
	Цена за достъп за небитови клиенти	EUR/kWh/ден	0,010998	0,011	0,01372	0,014015	0,01506
	Цена за достъп за битови клиенти	EUR/kWh	0,003093	0,00331	0,00386	0,003937	0,00371
„Електроразпределение Юг“ ЕАД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	EUR/kWh	0,005082	0,0084	0,00552	0,005875	0,00899
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	EUR/kWh	0,019342	0,03633	0,02232	0,018938	0,02337
	Цена за достъп за небитови клиенти	EUR/kWh/ден	0,010533	0,01153	0,01338	0,013662	0,01454
	Цена за достъп за битови клиенти	EUR/kWh	0,003058	0,00306	0,00411	0,004187	0,00419
„Електроразпределение Север“ АД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение	EUR/kWh	0,006708	0,01354	0,01078	0,006539	0,00917
	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	EUR/kWh	0,01832	0,03616	0,02467	0,018862	0,02383
	Цена за достъп за небитови клиенти	EUR/kWh/ден	0,010599	0,01182	0,0158	0,014817	0,01602
	Цена за достъп за битови клиенти	EUR/kWh	0,004525	0,00452	0,0049	0,004995	0,00500
„Електроразпределение Златни пясъци“ АД	Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	EUR/kWh	0,030856	0,02316	0,0222	0,019133	0,01834
	Цена за достъп за небитови клиенти	EUR/kWh	0,006775	0,00423	0,00651	0,010476	0,01048
	Цена за достъп за битови клиенти	EUR/kWh	0,006775	0,00423	0,00651	0,00474	0,00366

На графиката по-долу е показано изменението на цените за пренос и достъп през електропреносната мрежа за последните пет години.



На следващите две графики са изобразени измененията на цената за пренос през електроразпределителните мрежи на ниско напрежение и на цената за достъп за битови клиенти за последните пет години.





2.1.4. Регулиране на сигурността и надеждността

Тръжните правила относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електрическа енергия (Правилата за разпределение на преносни способности) и регионално сътрудничество между операторите на преносни системи са разработени в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия (Регламент (ЕС) 2019/943) във връзка с въвеждане на общи правила и процедури за разпределяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на електроенергийната система на Република България и съседните електроенергийни системи и във връзка с Регламент (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност (Регламент 2016/1719) и 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). Целта е осигуряване оптимално управление на тесните места на електропреносните мрежи, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

Правилата за разпределение на преносни способности се представят ежегодно от ЕСО ЕАД за одобрение от КЕВР, като Хармонизираните правила за разпределение на дългосрочните преносни способности на общите граници между страните-членки на ЕС са одобрени на 29.10.2019 г. от АСЕР. На сайта на ЕСО ЕАД са публикувани тръжните правила, регистрите на ползвателите и съгласуваните преносни способности за разпределение. Резултатите от годишните, месечните и дневни търгове, организирани от ЕСО ЕАД, са публично достъпни на сайта на ЕСО ЕАД и в публичната секция на системата за администриране на пазара с електрическа енергия. Считано от 01.01.2019 г., Сърбия подписва споразумение за прилагане на Хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права на границата на тръжни зони България – Сърбия. С подписването на този анекс Република Сърбия се съгласява да прилага Хармонизирани правила за разпределяне на дългосрочни преносни права съгласно чл. 51 от Регламент 1719/2016 и се присъединява към единната платформа за разпределение.

На тръжната граница България-Северна Македония преносните способности ще се разпределят от тръжната кантора JAO S.A., като част от проекта „Adria“, вследствие на което към JAO S.A. преминават и границите между тръжните зони на Сърбия, Северна Македония, Черна гора и Италия. Осъществяването на проекта „Adria“ е първа крачка в посока интегриране на електроенергийните пазари от Западните Балкани към електроенергийните пазари на страните-членки на Европейския съюз. Съгласно постигнатите договорености северномакедонският преносен оператор МЕПСО АД се съгласява да се прилагат Хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права за пренос с Анекс за специфични условия на тръжните граници с България и Сърбия. В допълнение МЕПСО АД се съгласява JAO S.A. да разпределя експлицитно и дневните преносни способности за тръжната граница България-Северна Македония съгласно Правилата за експлицитно дневно разпределяне на преносна способност на граница и Анекс към тях.

На границата на тръжните зони България – Турция се запазва настоящата ситуация, при която ЕСО ЕАД, действайки като тръжен оператор, предлага, разпределя и предоставя 50 % от разполагаемата преносна способност за пренос на електроенергия в двете посоки между електроенергийните системи на България и Турция.

ЕСО ЕАД управлява процедурата на търга за разделяне и предоставяне на 50 % от физически права за пренос на годишни, месечни и дневни преносни способности (капацитети) в посока от България към Турция и в посока от Турция към България. За целите на тези Тръжни правила, тръжният оператор изпълнява и ролята на тръжна кантора.

2.1.5. Мониторинг на баланса между търсене и предлагане

Общият енергиен недостиг за 2025 г. се е увеличил с 22% и е в размер на 1 421 674 MWh в сравнение с 2024 г., когато е бил 1 162 795 MWh. Общият енергиен излишък за 2025 г. е 1 529 046 MWh в сравнение с 1 410 347 MWh за 2024 г., което също бележи увеличение с 8%. Процентното съотношение на електрическа енергия недостиг и електрическа енергия излишък за 2025 г. е показано на следващата диаграма:



Количеството електрическа енергия, използвано за регулиране нагоре през 2025 г., е намаляло с близо 30% в сравнение с 2024 г., както и количеството енергия за регулиране надолу с 24% спрямо 2024 г., по данни от ЕСО ЕАД. Данните за 2025 г. включват активирана балансираща енергия в контролната зона на Р България, както за покриване на небаланси в страната, така и за покриване на небаланси в контролните зони на други оператори, присъединени към PICASSO – Европейска платформа, фокусирана върху трансграничен обмен на балансираща енергия от активирани резерви за автоматично вторично регулиране на

честотата и обменните мощности, към която преносният оператор се присъедини на 10 февруари 2025 г.

С Правила за изменение и допълнение на ПТЕЕ, обн. ДВ, бр. 76 от 2022 г., считано от 01.10.2022 г., е въведен 15-минутен период на сетълмент на пазара на балансираща енергия в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийно балансиране и Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия. Това изменение води до четирикратно увеличение на броя на периодите на сетълмент, съответно може да окаже значително влияние върху начина и точността на прогнозиране на количествата електрическа енергия за покупка/продажба. Към настоящия момент, липсата на достатъчно реални данни от прилагането на 15-минутния интервал на сетълмент не позволява извършването на анализ на постигнатите нива на цените за излишък и недостиг. В тази връзка, до натрупването на достатъчен обем от реални данни за отчетените количества небаланси на балансиращите групи и постигнатите нива на цените, не може да се обоснове необходимост от промяна на подхода, който КЕВР използва при определянето на прилаганата към момента пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

2.1.6. Трансгранични въпроси

По отношение на техническото сътрудничество между операторите на преносни системи от Съюза и от трети държави ЕСО ЕАД е в тясно сътрудничество с операторите – членове на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ЕМОПС-Е). Във връзка с влизането в сила на Регламент (ЕС) 2019/943 ЕСО ЕАД е изпратило писма с предложение за сътрудничество с трети страни от региона на Югоизточна Европа (членки на ЕМОПС-Е, които не са членки на ЕС: Турция, Северна Македония и Сърбия) за координирано изчисляване на междузоновия капацитет съгласно методиките на ACER за определяне на 70% праг на междузоновия капацитет и за координирано изчисляване на експлоатационната сигурност.

Проект по въвеждане на продукти с 15-минутна резолюция на сегмент „Ден напред“

Проектът се реализира едновременно за всички пазарни зони, част от Европейския интегриран пазар (SDAC), като беше планиран старт за 11.06.2025 г. Премаването към 15-минутни продукти в SDAC е значимо постижение в развитието на енергийните пазари в Европа. След повторна оценка на графика на проекта от Номинираните оператори на пазара на електроенергия (НОПЕ) и Операторите на преносни системи (ОПС) е определена дата за въвеждането на новите продукти – 11 юни 2025 г. за ден на доставка 12 юни 2025 г. За да се гарантира непрекъснатостта на работа на пазарното обединение „Ден напред“ и отчитайки предложенията на търговските участници, НОПЕ и ОПС приеха да следват подход с по-кратък период (1 седмица), при който може да се върне предишната конфигурация на системите. Въвеждането на 15-минутни продукти на този пазар има за цел да увеличи прецизността на търговските операции, за да се интегрират по-добре ВЕИ на енергия в подкрепа на по-голяма ефективност и гъвкавост на пазара. Подобрявайки възможността за реакция на променящото се производство и потребление, новите продукти ще способстват за по-точно ценообразуване и изготвяне на графици. С цел осигуряване на плавен преход към тази значима за пазара промяна в момента се провеждат всеобхватни тестове. На 1 октомври 2025 г. официално стартира търговията на електрическа енергия на пазарен сегмент „Ден напред“ на всички НОПЕ на интервал на доставка на 15 минути.

Присъединяването на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД към платформата за балансираща енергия PICASSO

На 10 февруари 2025 г. ЕСО ЕАД успешно се присъедини към платформата PICASSO и стана първият електропреносен оператор в Югоизточна Европа, свързан с европейската

балансираща платформа. Европейската платформа е фокусирана върху трансграничен обмен на балансираща енергия от активирани резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности. В международния проект PICASSO участват 26 оператора на преносни системи, част от европейската асоциация на преносните оператори ENTSO-E.

Платформата PICASSO осигурява общи правила при активирането на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности за всички свързани оператори на преносни системи.

Една от ключовите промени, която ще настъпи след присъединяването към платформата, е методът на ценообразуване на балансиращата енергия при активиране на услугата автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). Платформата ще събира и подрежда според предложената цена всички налични предложения за балансираща енергия от aFRR и ще се изготвя общ приоритетен списък (CMOL). Работата на европейската балансираща платформа оптимизира в рамките на трансграничния обмен активирането на балансираща енергия между отделните контролни блокове в синхронната зона на Континентална Европа, като се вземат предвид наличните преносни способности. С успешното свързване към платформата PICASSO ЕО ЕАД изпълнява задължения си, произтичащи от член 21 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Европейската комисия от 23 ноември 2017 г. относно установяване на насоки за електроенергийното балансиране.

ЕО ЕАД е първият оператор от регион за изчисляване на преносна способност Югоизточна Европа, който се присъединява към PICASSO и към настоящия момент няма обща електрическа граница с оператори на преносни системи, участващи ефективно в проекта. До присъединяването към платформата на поне един преносен оператор от съседните на България страни няма да има реален обмен на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). Поради тази обективна причина формирането на маргиналната цена за България, използвана като ценообразуващ фактор в Методика за определяне на цени на балансираща енергия, ще продължи да се определя от активираните местни източници на балансиращи услуги.

Присъединяването на ЕО ЕАД към европейската балансираща платформа PICASSO е ключова стъпка в процеса по изграждане на устойчив и ефективен единен европейски енергиен пазар.

Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници

ОБМЕНИ		
Реализиран търговски обмен с електрическа енергия по графици от търговските участници		
Граница/посока	2024 г.	2025 г.
	MWh	MWh
България - Румъния	5 852 074	6 783 753
Румъния - България	5 849 657	6 345 241
България - Сърбия	1 825 562	2 169 880
Сърбия - България	2 009 710	1 790 899
България - Македония	2 189 876	2 532 035
Македония - България	1 455 064	1 367 099
България - Гърция	3 669 171	3 336 091
Гърция - България	2 921 915	3 533 372
България - Турция	471 531	393 218
Турция - България	1 013 291	938 846
Физически обмен с електрическа енергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни страни		
Граница/посока		
	2024 г.	2025 г.
Внос	MWh	MWh
Физическа граница - общо	5 921 469	5 606 770
в т.ч.		

- Румъния	3 164 785	2 615 241
- Сърбия	544 393	375 679
- Македония	242 890	221 876
- Турция	1 039 061	1 188 581
- Гърция	930 338	1 205 394
Износ		
Физическа граница - общо	6 908 453	6 928 563
в т.ч.		
- Румъния	2 318 304	2 945 839
- Сърбия	1 151 420	1 537 164
- Македония	996 703	986 049
- Турция	539 528	407 320
- Гърция	1 902 496	1 052 191
Физически обмен с разпределителните дружества *		
	2024 г.	2025 г.
	MWh	MWh
Между ЕСО ЕАД и ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД ЕАД	8 961 845	9 340 521
Между ЕСО ЕАД и ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР АД	4 658 661	4 975 584
Между ЕСО ЕАД и ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕАД	8 003 397	7 999 532
Между ЕСО ЕАД и ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ АД	59 887	64 690
Между ЕСО ЕАД и ДП "НКЖИ"-поделение Електроразпределение	307 158	286 667
Между ЕСО ЕАД и ОЗРМ БАЛКАН АД	-41 917	-72 499

*Нетираны количества

2.1.7. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки

В изпълнение на европейската нормативна уредба и с цел осигуряване на пълна прозрачност и публичност през 2025 г. КЕВР продължи да изпълнява своите задължения по мрежовите кодекси и регламенти. През периода се извършваха дейности по приемане на методики и съпътстващи документи, попълване на въпросници и предоставяне на данни в изпълнение на Европейските регламенти с цел осигуряване на безпроблемната работа по дейностите за единно свързване на пазарите и осигуряване на необходимата разполагаема трансгранична преносна способност.

Предвид гореизложеното през 2025 г. КЕВР одобри следните документи:

- предложение на Операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за изменение на обща Методика за изчисляване на преносна способност за пазарните времеви периоди „ден напред“ и „в рамките на деня“, в съответствие с чл. 21 на Регламент на Комисията (ЕС) 2015/1222 от 24 юли 2015 за установяване на насоки относно разпределянето на преносна способност и управлението на претоварването;

- предложение от всички оператори на преносни системи за определяне на блокове за регулиране на товарите и честотата за Синхронна зона Континентална Европа в съответствие с чл. 141 пар. 2 от Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 02 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия;

- изменение на предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочен времеви интервал, в съответствие с чл. 10 от Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност;

- искане за предоставяне на дерогация от задължението за въвеждане на 30-минутен срок за затваряне на пазара за сделки с междוזонов преносен капацитет в рамките на деня на основание чл. 8, пар. 1а от Регламент (ЕС) 2024/1747 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година за изменение на регламенти (ЕС) 2019/942 и (ЕС) 2019/943 по отношение на подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза.

2.2. Конкуренция и функциониране на пазара

2.2.1. Пазари на едро

Данните за произведената електрическа енергия и инсталираните мощности за 2024 г. и 2025 г. са обобщени по години в таблицата по-долу:

Произведена енергия по енергийни източници	Инсталирана мощност в MW		Произведена ел. енергия в MWh	
	2024 г.	2025 г.	2024 г.	2025 г.
1. АЕЦ	1 893	1 893	14 959 004	14 539 227
2. ТЕЦ на лигнитни въглища	3 601	3 601	8 372 886	9 240 233
3. ТЕЦ на черни и кафяви въглища	240	240	234 333	285 399
4. ТЕЦ на газ	504	509	1 282 001	1 282 010
5. ВЕЦ в т. ч.	2 867	2 865	2 273 115	2 268 239
5.1. ПАВЕЦ производство	1 386	1 386	501 708	580 058
5.2. ПАВЕЦ помпи *	932	932	173 628	449 525
6. ВЕИ в т. ч.	2 096	3 138	3 164 633	3 715 401
6.1. Вятърни ЕЦ	358	358	715 943	655 417
6.2. Фотоволтаични ЕЦ	1 713	2 771	2 448 173	3 058 304
6.3. ЕЦ на Биомаса	25	10	518	1 681
7. Системи за съхранение	27.6/55.05	842/2144	0	72 966
7.1. Системи за съхранение при отдаване в мрежата **	28	842	0	72 966
7.2. Системи за съхранение при акумулиране от мрежата ***	28	842	6 544	164 062
Общо: 1+2+3+4+5+6+7.1	11 200	13 088	30 285 973	31 403 476

*работата на ПАВЕЦ в помпен режим е потребление на електроенергия и количествата електроенергия по т. 5.2. не участват в сумата по т. 5

**Включва само енергия, постъпила от самостоятелни обекти за съхранение на електроенергия (ССЕС), т.к. електроенергията, постъпила в ЕПМ от НСЕС към ЕЦ, се отчита в реда за съответната ЕЦ, т.к. не може да се отдели от собственото производство

**Инсталирана мощност от Батерии включва както самостоятелни ССЕС, така и несамостоятелни НСЕС батерии, присъединени към преносната мрежа (включително и съоръженията в проби)

***Включва освен консумация от ЕПМ на ССЕС, и електроенергия за собствено потребление/нужди на обект/и на ЕЦ с НСЕС

Използваните данни за инсталираните мощности, присъединени към преносната мрежа и произведената нетна електрическа енергия през 2024 г. и 2025 г., са предоставени от ЕСО ЕАД. При инсталираните мощности се отчита повишение на централите ФЕЦ, като за 2025 г. са в размер на 2 771 MW в сравнение с 2024 г., където са в размер на 1 713 MW. При системите за съхранение на електрическа енергия инсталираните мощности също бележат голям ръст, като от 28 MW през 2024 г., през 2025 г. стигат до 842 MW.

Общата произведена електрическа енергия на производители, присъединени към преносната мрежа за 2025 г., е в размер на 31 403 476 MWh и е с близо 3,7% повече от произведената нетна електрическа енергия през 2024 г., която е в размер на 30 285 973 MWh.

При анализ на разликите между произведените количества електрическа енергия на присъединените към електропреносната мрежа централи за 2025 г., в сравнение с 2024 г., се забелязват следните тенденции: увеличаване на производството от ТЕЦ на лигнитни въглища с 10 %, увеличаване на производството от ТЕЦ на черни и кафяви въглища с 22%, съответно незначителен спад на производството на АЕЦ с 2,8%, незначителен спад в производството на електрическа енергия от ВЕЦ с 0,21%, нарастване в производството на електрическа енергия

от фотоволтаични електроцентрали с 25%.

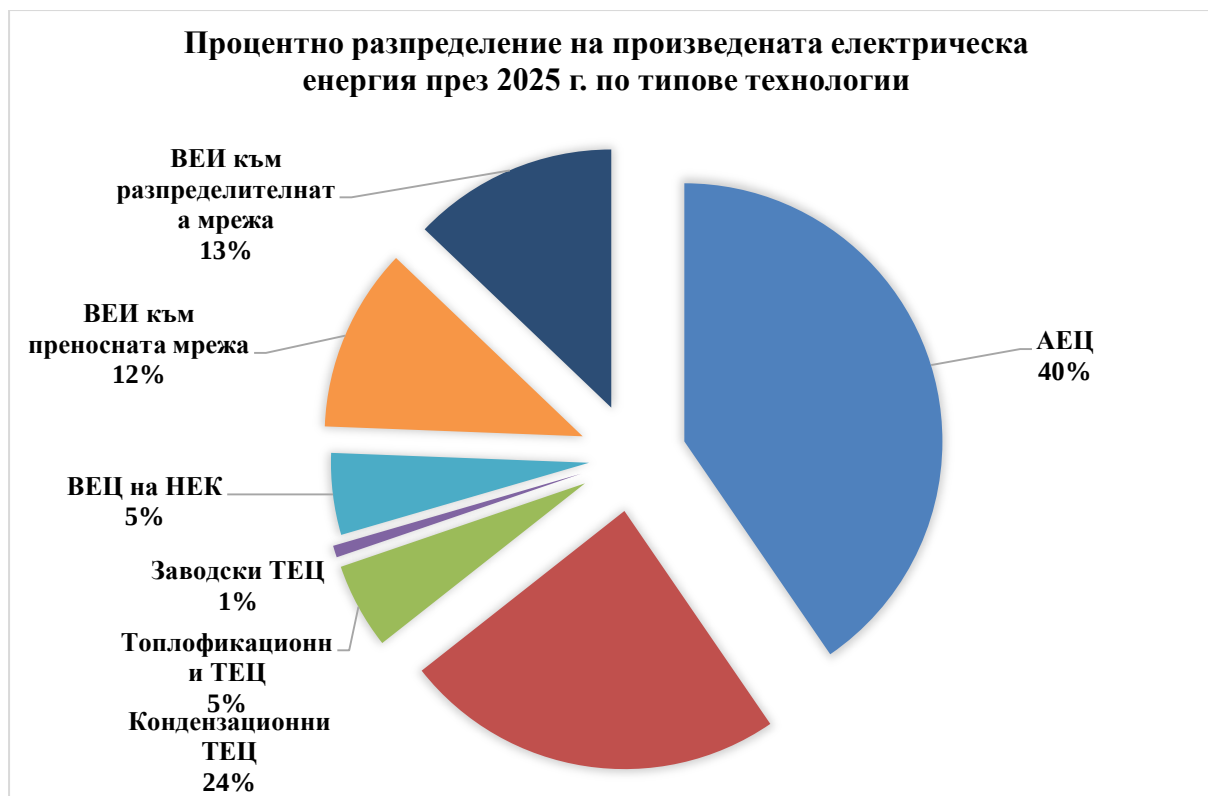
В табличен вид по-долу са представени инсталираните мощности в MW, присъединени към електроразпределителните мрежи и произведена енергия в MWh за 2025 г.

	ЕРМ Запад		ЕР Юг		ЕР Север		ЕР Златни пясъци		Общо	
	Инст. Мощности в MW	Прозв. Енергия в MWh	Инст. Мощности в MW	Прозв. Енергия в MWh	Инст. Мощности в MW	Прозв. Енергия в MWh	Инст. Мощности в MW	Прозв. Енергия в MWh	Инст. Мощности в MW	Прозв. Енергия в MWh
Въглища	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0
Природен газ	39,50	143 746	20,81	46 719	27,68	111 175	0,00	0,00	88	301 640
ВЕЦ	222,80	449 803	99,00	129 510	14,29	19 495	0,00	0,00	336	598 808
ВяЕЦ	21,40	25 926	51,00	50 322	285,45	549 944	0,00	0,00	358	626 192
ФЕЦ	1019,80	1 105 534	1486,31	1 608 999	564,36	519 330	0,91	508,74	3 071	3 234 372
Други	13,70	51 563	28,72	94 712	5,91	19 517	0,00	0,00	48	165 792
Общо	1 317	1 776 571	1 686	1 930 262	898	1 219 461	1	509	3 902	4 926 803

От представените данни е видно, че най-много инсталирани мощности за производство на електрическа енергия са присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД в размер на 1 686 MW, съответно и там е най-много произведената електрическа енергия в размер на 1 930 262 MWh. Общо присъединените производствени мощности към електроразпределителните мрежи са в размер на 3 902 MW и произведена енергия в размер на 4 926 803 MWh. През 2025 г. инсталираните мощности, присъединени към електроразпределителните дружества, са се увеличили с 10%, най-много е увеличението при ФЕЦ, а именно с 22%, съответно произведената енергия се е увеличила с 13% спрямо 2024 г.

Общата инсталирана мощност, присъединена към електропреносната и електроразпределителните мрежи за 2025 г., е 16 059 MW, или с 11% повече спрямо 2024 г., а произведеното количество е с 5% повече за 2025 г., спрямо 2024 г. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ за 2025 г. е с 15% повече в сравнение с 2024 г.

На следващата диаграма е представено процентно разпределение на произведената електрическа енергия за 2025 г. по типове технологии. Общото количество произведена електрическа енергия на производители, присъединени към преносната и разпределителните мрежи в Р България през 2025 г., е 35 955 674 MWh, разпределена в зависимост от източника на първична енергия и използваната производствена технология. Най-голям дял в производството на електрическа енергия има АЕЦ в размер на 14 539 227 MWh или 40%, кондензационни ТЕЦ в размер на 8 609 616 MWh или 24% и следвани от ВЕИ в размер на 8 769 032 MWh или около 25% (съответно разпределени ВЕИ към преносната мрежа 12% и ВЕИ към разпределителната мрежа 13%).



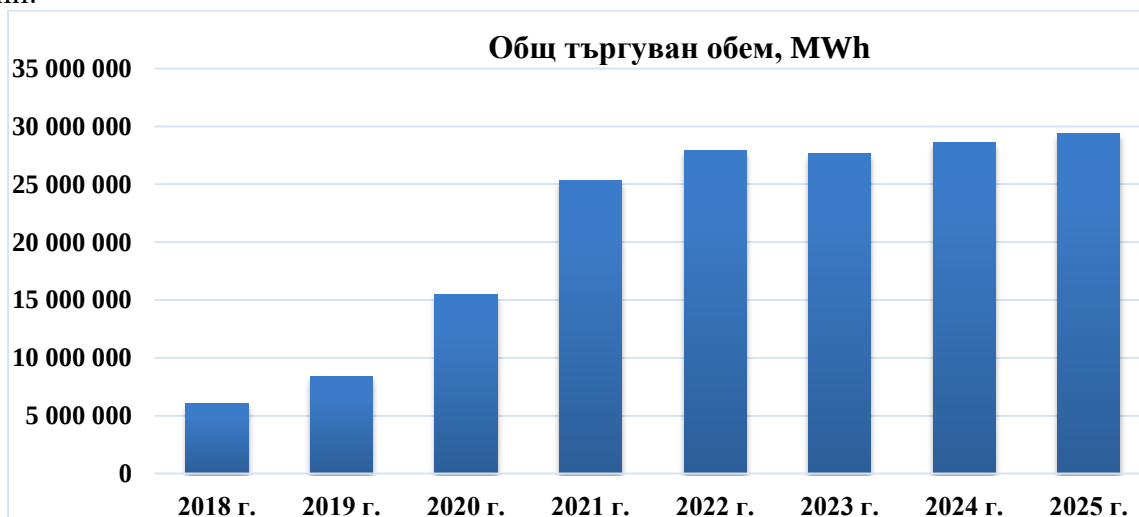
Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията

Във връзка със задължението по чл. 59, пар. 1, б. „н“ от Директива (ЕС) 2019/944 КЕВР наблюдава равнището на прозрачност, включително на цените на едро, и гарантира, че електроенергийните предприятия изпълняват задълженията за прозрачност. В тази връзка е направен анализ на търговията на едро с електрическа енергия.

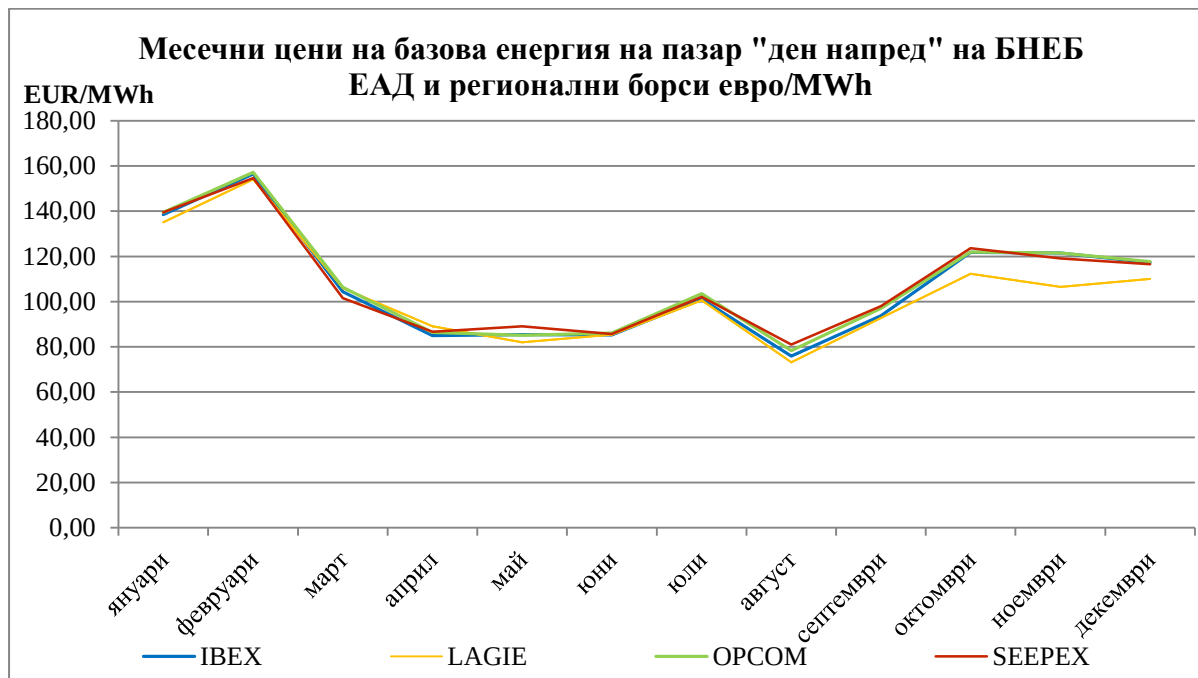
Основната търговия на едро се осъществява чрез следните сегменти на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) - пазар „Ден напред“, пазар „В рамките на деня“ (ПРД), „Двустранни договори“, „Търгове в рамките на деня“ и централизиран пазар „Двустранни договори крайни снабдители“.

Пазар „Ден напред“

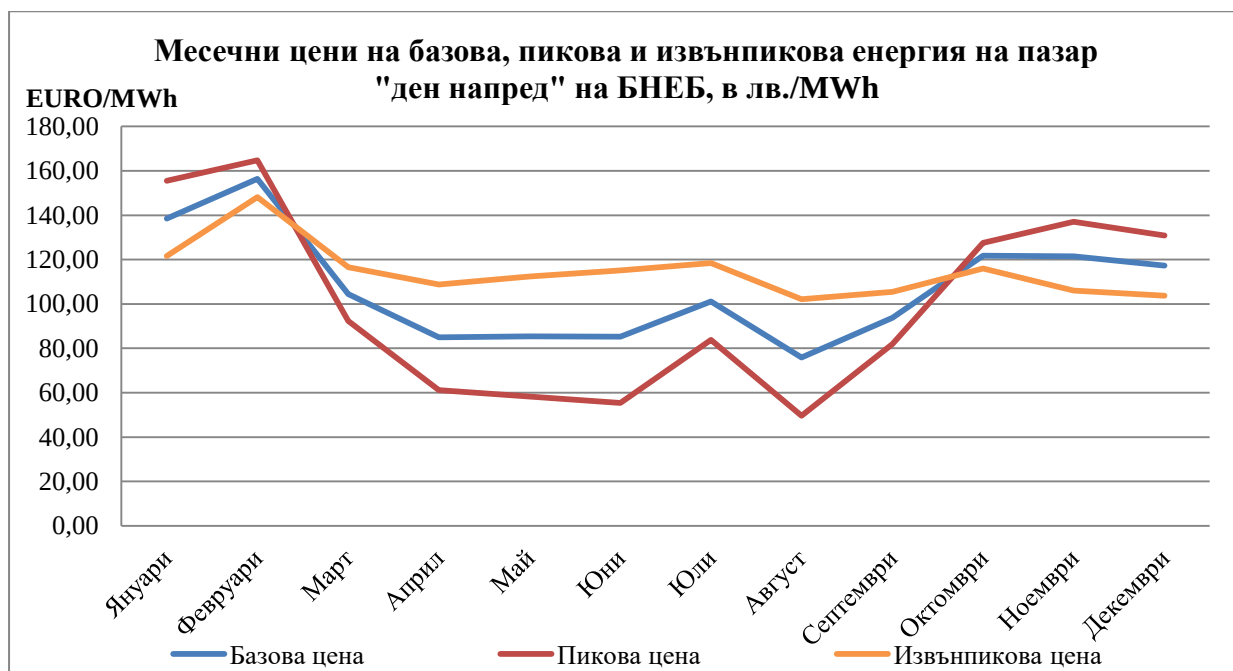
През 2025 г. търгуваните обеми базова енергия на пазар „Ден напред“ в сравнение с 2024 г. са с 2,63% повече, като на диаграмата по-долу са показани данните за последните осем години.



Сравнителна графика на цените за търгуваните количества на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД и на регионалните борси е представена на следващата диаграма. Анализът включва средните месечни цени за базов товар в евро/MWh на търгувани количества на пазар „Ден напред“ за 2025 г. на следните регионални борси: IBEX (България), LAGIE (Гърция), OPCOM (Румъния) и SEEPEX (Сърбия).



Равнищата на месечните цени на базова, пикова и извънпикова енергия на пазар „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД в евро/MWh са показани на следната диаграма:



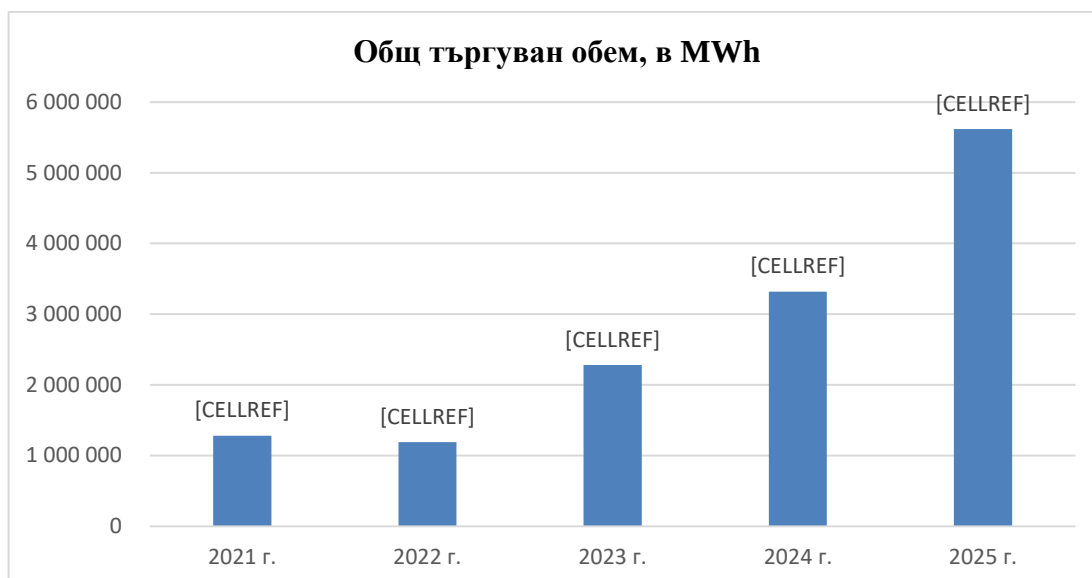
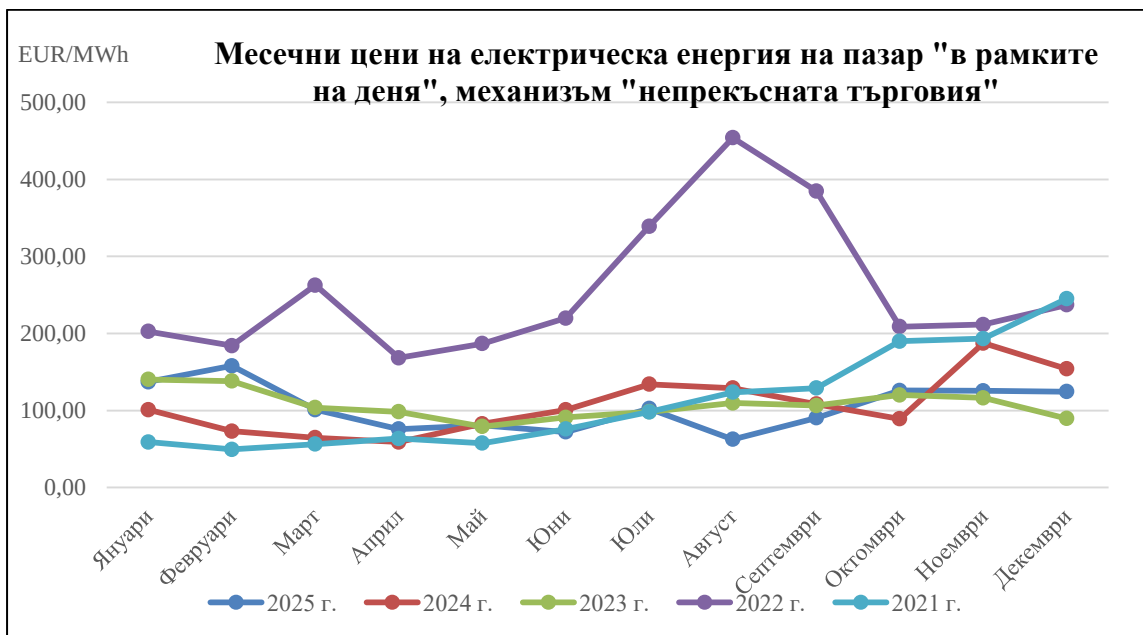
Пазар „В рамките на деня“

Пазарен сегмент „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“, предлага продукти със срок на доставка 15 и 60 минути. Търговия с блокови продукти, чиято доставка обхваща два или повече последователни интервала, е възможна само за продукти с 60-

минутна резолюция. Сегментът функционира 365/366 дни в годината, а търговията се осъществява чрез механизма непрекъсната търговия. Пазарният сегмент „В рамките на деня“ функционира в условията на пазарно обединение (Single Intraday Coupling), считано от 19 ноември 2019 г.

През 2025 г. общият търгуван обем на електрическа енергия на пазара „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“ е 5 616 496 MWh и бележи значително нарастване с 69% спрямо 2024 г., когато количеството е било 3 319 840 MWh, данните за последните години са представени на графиката по-долу:

На диаграмата по-долу са показани среднопретеглени месечни цени за електрическа енергия, търгувана на пазар „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“, на БНЕБ ЕАД за последните пет години.



През 2025 г. за месечните цени на електрическата енергия, търгувана на пазар „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“ на БНЕБ, се отчита леко намаляване на цените спрямо 2024 г., както и запазване на цената в последните месеци на годината.

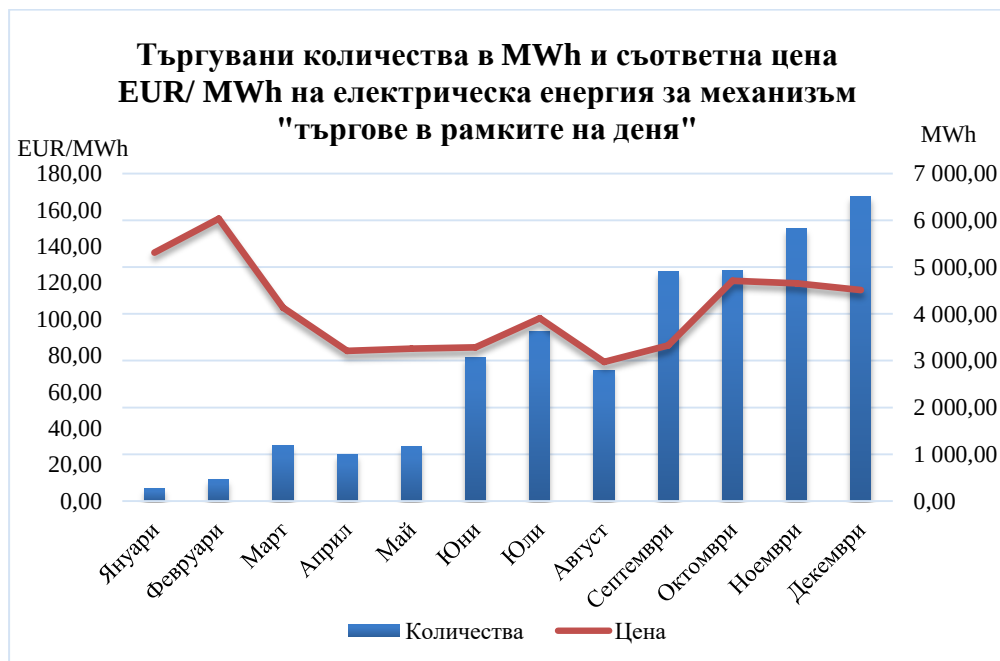
Следващата диаграма показва равнищата на месечните цени на базова, пикова и извънпикова енергия на пазар „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“ на

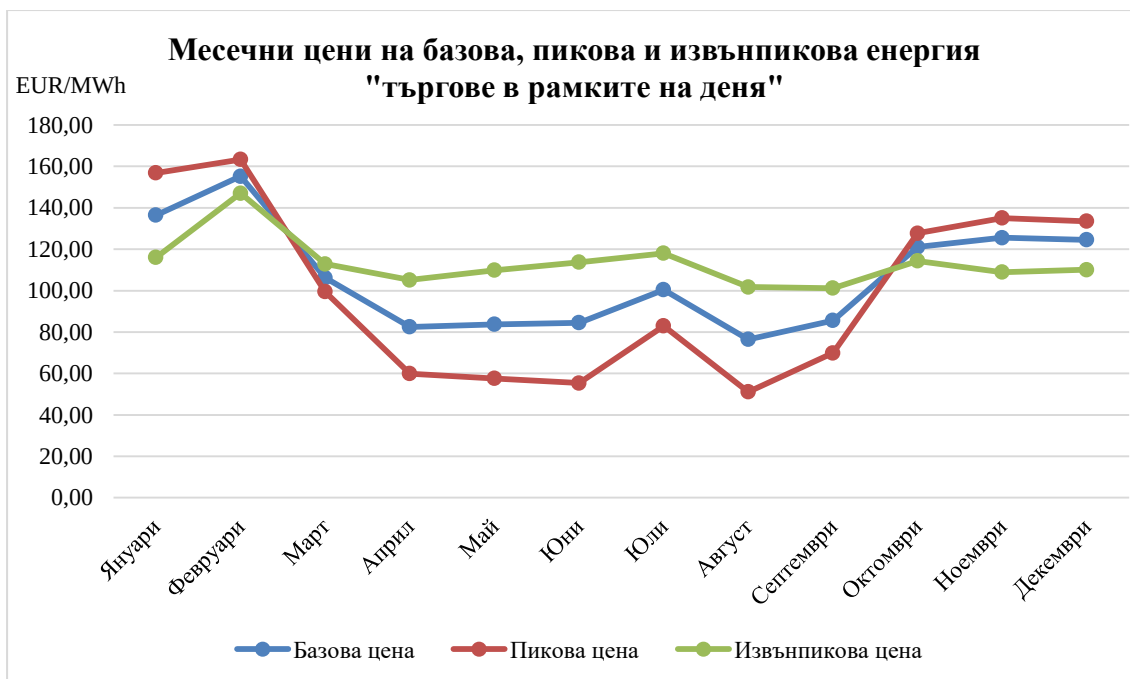
БНЕБ ЕАД в евро/MWh.



Пазарен сегмент „В рамките на деня“, механизъм „търгове в рамките на деня“, който стартира на 13.06.2024 г., предлага продукти със срок на доставка 15 минути, както и блокови продукти, чиято доставка обхваща два или повече последователни 15-минутни интервала. Механизмът функционира 365/366 дни в годината, а търговията се осъществява чрез три тържни сесии за всеки ден на доставка.

На следващите две диаграми са показани съответно търгуваните количества и съответните средноаритметични цени по месеци на пазарен сегмент „В рамките на деня“, механизъм „търгове в рамките на деня“ за 2025 г. Представени са и равнищата на месечните цени на базова, пикова и извънпикова енергия на пазар „В рамките на деня“, механизъм „търгове в рамките на деня“ на БНЕБ ЕАД в лв./MWh.





Общото количество доставена електрическа енергия, търгувана на платформите на БНЕБ ЕАД за 2025 г., е 46 029 GWh, което е с около 18% повече отколкото през 2024 г., когато възлиза на 39 053 GWh.

Доставените количества електрическа енергия, търгувани на платформите на БНЕБ за 2025 г. по пазарни сегменти, са както следва: за пазарен сегмент „Ден напред“ са 29 399 GWh, за пазарен сегмент „В рамките на деня“, механизъм „непрекъсната търговия“ – 5 616 GWh, за пазарен сегмент „Търгове в рамките на деня“ – 36 GWh, за централизиран пазар „Двустранни договори“ – 4 470 GWh и за централизиран пазар „Двустранни договори крайни снабдители“ – 6 508 GWh.

Процентното съотношение на доставените количества електрическа енергия е показано на следната диаграма:



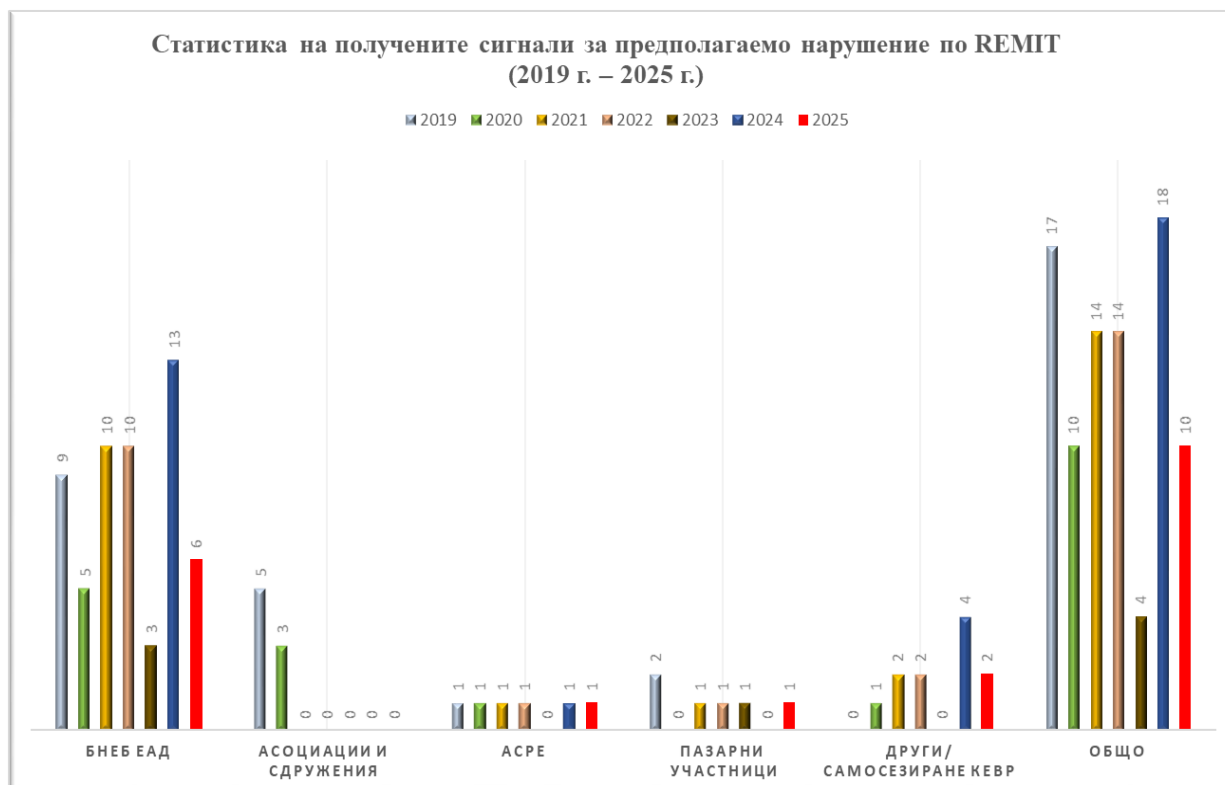
Обобщените индикатори, които характеризират динамиката на развитието на пазара на едро за електрическа енергия за периода от 2019 г. до 2025 г., са посочени в табличен вид.

Индикатори на пазара на едро с електрическа енергия	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Общо производство на електрическа енергия, GWh	39 476	36 799	42 521	41 900	32 501	30 286	35 956
Общ брой на активните търговци на електрическа енергия, бр.	85	38	40	65	128	156	122
Общо потребление на електрическа енергия, без помпи, GWh	37 794	36 723	38 631	29 653	29 029	29 125	29 632
Обем на вноса, GWh	4 026	3 707	1 857	1 469	4 414	5 921	5 607
Обем на износа, GWh	9 822	7 115	10 634	13 664	7 748	6 908	6 929

Прилагане на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия

Дирекция „Мониторинг и контрол по изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия“ (REMIT, Регламента) на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) е ангажирана с прилагането на Регламент (ЕС) № 1227/2011. Чрез дирекцията КЕВР продължава да осигурява равнопоставен достъп на пазарните участници до организирания борсов пазар за търговия с електрическа енергия на едро, следи за спазването на прозрачност в търговията, възпира и санкционира пазарните злоупотреби по смисъла на Регламент (ЕС) № 1227/2011. Прилагането на REMIT в националното право е уредено в Глава седма „а“ от Закона за енергетиката (ЗЕ), с която са регламентирани правомощията на Комисията, както и административнонаказателните разпоредби при нарушения на Регламента.

През 2025 г., в съответствие с чл. 15 от REMIT, в КЕВР са постъпили 10 сигнала за потенциални нарушения, представляващи манипулация на пазара за търговия на едро с енергия или опит за такава по смисъла на чл. 5 и неспазване на задължението за публикуване на вътрешна информация от пазарен участник съгласно чл. 4 от Регламента. Преобладаващата част от сигналите до Комисията са подадени от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ) – 6 бр. По 1 бр. доклади са постъпили от Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (ACER) и от пазарен участник. Два бр. доклади за нарушения на чл. 4 от REMIT са установени при текущ контрол от служители на дирекцията. Общият брой на получените сигнали в периода 2019-2025 г. е 87.



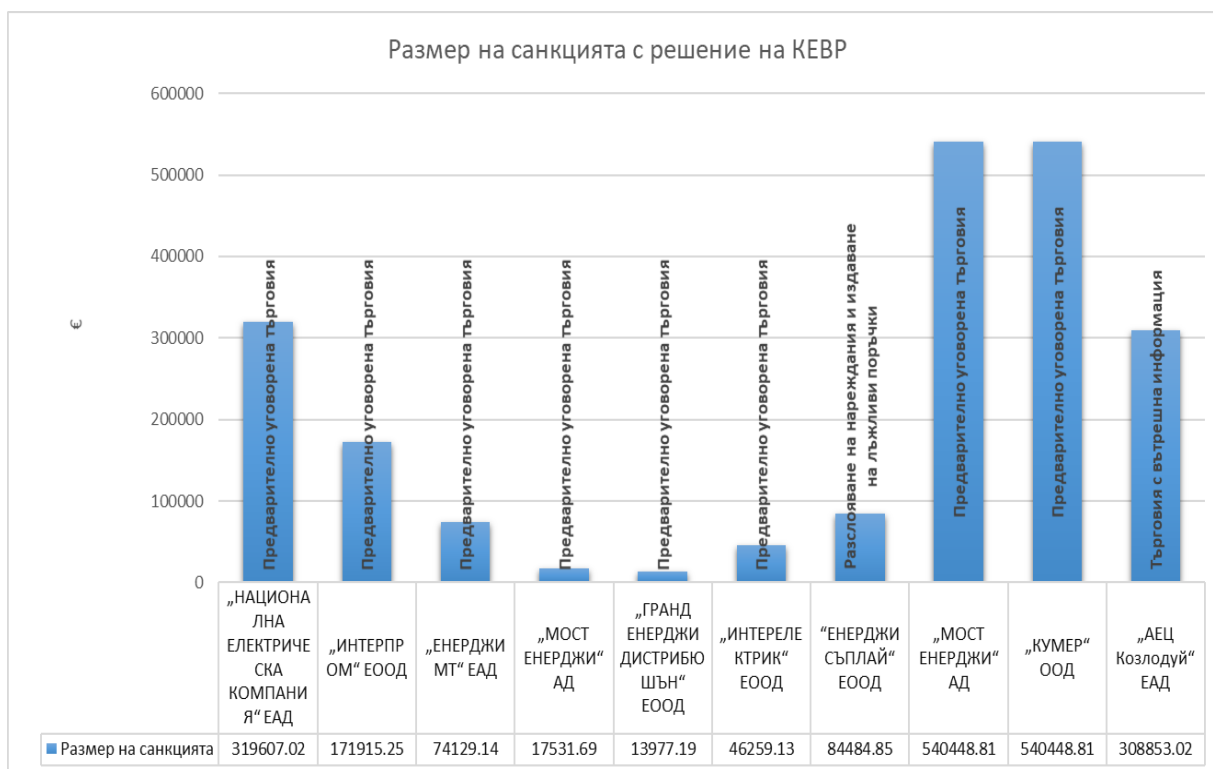
При наличие на първоначални данни за нарушение на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011, председателят на КЕВР определя със заповед длъжностни лица за извършване на предварително проучване. Когато, в резултат на проучването, са установени достатъчно данни за предполагаемо нарушение, Комисията образува производство за установяване на нарушение. Проучванията се извършват в тясно сътрудничество с ACER в съответствие с член 16 от Регламент (ЕС) № 1227/2011. За всички предварителни проучвания и образувани производства КЕВР обменя регулярно информация с ACER при спазване на изискванията за конфиденциалност и защита на информацията. С оглед гарантиране на конфиденциалността на текущите проучвания, Законът за енергетиката предвижда решенията и протоколите от заседанията на КЕВР, свързани с предварителни проучвания и производства за установяване на нарушения на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011, да не се публикуват на интернет страницата на Комисията. Поради това информация относно хода и резултатите от текущи проучвания и производства не се оповестява, в съответствие с изискванията на ACER и чл. 74а, ал. 8 от ЗЕ.

Въз основа на всички постъпили доклади и сигнали за подозрителни сделки, длъжностните лица са извършили общо 55 предварителни проучвания в периода 2019-2025 г., отнасящи се до пазара с електрическа енергия на едро. Образуваните предварителни проучвания са по-малко от броя на постъпилите сигнали, тъй като за едни и същи подозрителни сделки са постъпили по няколко сигнала от различни податели. Също така 9 от сигналите, подадени от БНЕБ, са за последващ период на едно и също предполагаемо нарушение за пазарна манипулация или опит за манипулация, извършено от едни и същи пазарни участници по идентичен способ. Със заповед на председателя на Комисията те са обединени в едно предварително проучване. То има за цел да установи дали в сигнала има достатъчно данни, въз основа на които може да се направи обосновано предположение за нарушение на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламент (ЕС) № 1227/2011. Когато КЕВР прецени, че подозрението за извършено нарушение се подкрепя от изложените в доклада от предварителното проучване факти, с решение по реда на чл. 74а, ал. 5, т. 1 от ЗЕ образува производство за установяване на нарушение на чл. 3 и/или чл. 5 от REMIT.



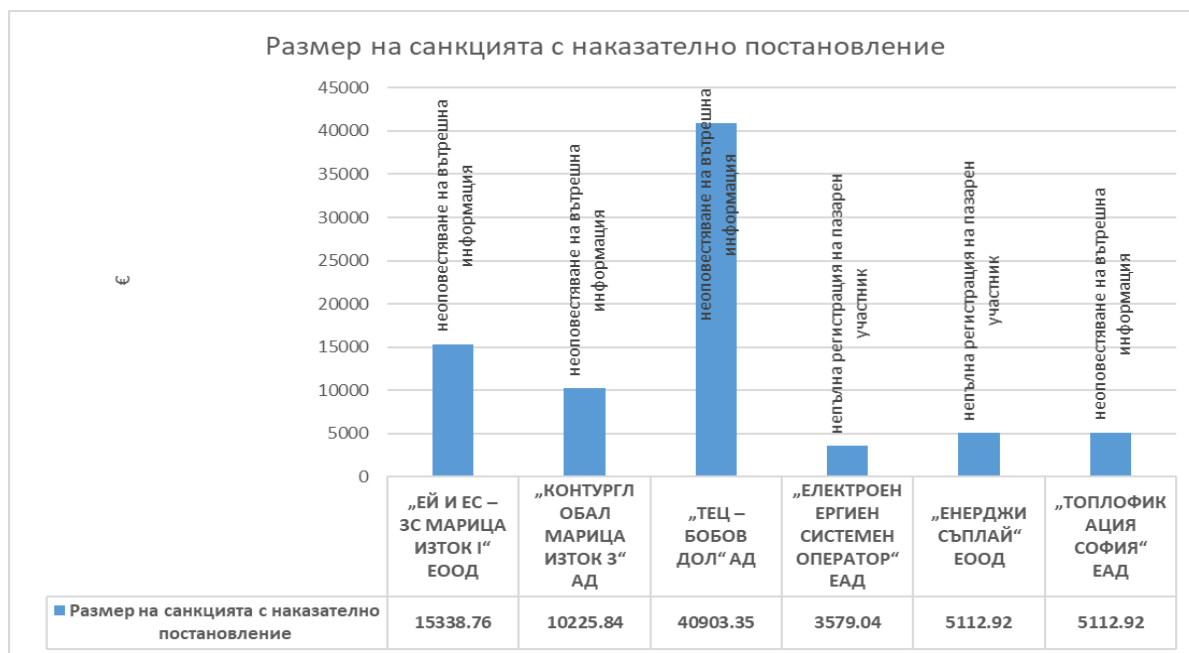
През 2025 г. Комисията проведе две предварителни проучвания, образува три производства за установяване на нарушение на чл. 3 и/или чл. 5 от Регламента и прекрати едно предварително проучване поради липса на данни за извършено нарушение.

Към края на 2025 г. със свои решения КЕВР санкционира десет пазарни участника за нарушения на забраната за търговия с вътрешна информация и за манипулацията на пазара или опита за манипулация по смисъла на REMIT, един от които два пъти. Общият размер на санкциите е 2 117 654.91 евро (4 141 773 лв.). Най-често използваната от пазарните участници манипулативна практика, според насоките на АСРЕ за прилагане на REMIT, е предварително уговорената търговия.



В изпълнение на чл. 74о от ЗЕ и чл. 155х, ал. 2 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката от 21.03.2013 г., длъжностни лица от дирекция REMIT осъществиха превантивен, текущ и последващ контрол за спазване на задълженията по чл. 4, 8, 9 и 15 от Регламента. За резултатите от проверките длъжностните лица съставят констативен протокол съгласно чл. 74о, ал. 3 от ЗЕ, а за нарушенията – акт за установяване на административно нарушение съгласно чл. 74о, ал. 4 от ЗЕ.

През 2025 г. длъжностните лица съставиха 4 констативни протокола и 1 акт за установяване на административно нарушение на задължението за публикуване на вътрешна информация по смисъла на чл. 4 от REMIT. С наказателно постановление на председателя на КЕВР е санкционирано „Топлофикация София“ ЕАД с 5 112.92 евро (10 000 лв.). Общият брой на санкционирани пазарни участници за неспазване на задълженията по чл. 4 и чл. 9 в периода 2024-2025 г. е шест, като размерът на наложените санкции е 80 272.83 евро (157 000 лв.).



Участниците на пазара, които извършват сделки с енергийни продукти на едро, за които има изискване да бъдат докладвани на АСРЕ по REMIT, се регистрират при националния регулаторен орган в съответствие с чл. 9, параграф 1 от Регламента. В тази връзка, през 2025 г., КЕВР регистрира 26 нови пазарни участника за търговия с енергийни продукти на едро (електроенергия) и актуализира данните на 46 регистрирани пазарни участника.

2.2.2. Пазар на дребно

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

- „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД оперира на територията на 10 области в Западна България;
- „Електроразпределение Север“ АД оперира на територията на 9 области в Северна България;
- „Електроразпределение Юг“ ЕАД оперира на територията на 9 области в Южна България;

България;

– „Електроразпределение Златни пясъци“ АД има ограничен географски район на дейност в регион Варна.

От гледна точка на предлагането на електроенергия, пазарът се състои от три групи доставчици:

– Доставчик на свободен пазар – търговец/производител/борса, който доставя електрическа енергия на битови и небитови клиенти по цени, определени въз основа на търсенето и предлагането;

– 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 мрежата и не са избрали доставчик на електрическа енергия или когато избраният от тях доставчик 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 снабдител (КС) на електрическа енергия – снабдява с електрическа енергия по регулирани цени, утвърдени от КЕВР, обекти на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение.

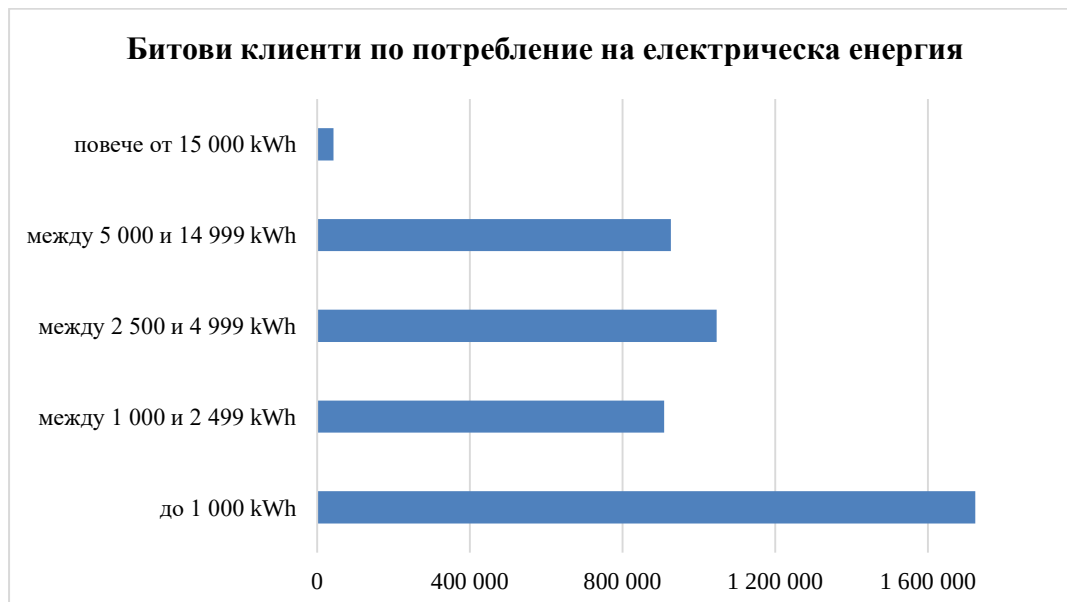
Бързо спадащите разходи на инсталациите, използващи възобновяеми източници на енергия (ВЕИ), трайното покачване на цените на електроенергията, нуждата да се намали енергийният и въглероден интензитет на икономиката и пазарни сили, както и Директива за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници заедно с Европейския зелен пакет дават нова динамика на пазара на децентрализирана енергия от фотоволтаични инсталации за домакинства и предприятия, т.е. битови и стопански производители-потребители (просюмъри) в България. Просюмърите са лица или дружества, които използват собствена фотоволтаична система за посрещане на част от електроенергийните си нужди, някои от които използват фотоволтаични системи единствено за посрещане на нуждите на обекта без възможността да отдават излишната електроенергия обратно в мрежата (с изцяло собствено потребление), докато други конфигурират системите си с възможност за отдаване на излишната електроенергия обратно в мрежата.

Индикатори за развитието на пазара на дребно

В следващата таблица са представени някои от индикаторите на пазара на дребно относно битовите клиенти. Данните показват, че броят на клиентите продължава да нараства. От 2025 г. КЕВР наблюдава индикатори за битови клиенти, които произвеждат енергия за собствени нужди, такива с ФЕЦ за собствени нужди и др.

Индикатори на пазара на дребно (битови клиенти)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Потребление на електрическа енергия, в MWh	12 088 565	11 865 505	12 256 090	14 140 126	13 624 556
Общ брой битови клиенти на електрическа енергия	4 586 448	4 664 328	4 719 330	4 760 505	4 816 454
Битови клиенти, които произвеждат електрическа енергия за собствени нужди, брой	-	-	-	-	354
Обем на енергията, генерирана от битови клиенти, които произвеждат енергия за собствени нужди, в GWh	-	-	-	-	4,22
Битови клиенти с инсталирана фотоволтаична централа, брой	-	-	-	564	2 680
Битови клиенти с батерии, брой	-	-	-	-	330
Брой работни дни между уведомяването да заплати сметката и прекъсването в случаите на неплащане	от 3 до 40	от 3 до 40	от 3 до 40	от 3 до 40	от 3 до 40

На диаграмата по-долу е представено разпределението на битовите клиенти, структурирани по групи потребление на електрическа енергия на годишна база. Най-голям дял имат битовите с потребление на електрическа енергия до 1 000 kWh. Това е характерно обикновено за малко жилище (тип студио/апартамент с една стая), обитавано от един човек, без електрическо отопление (ползва се ТЕЦ или дърва/пелети) и с минимално ползване на електроуреди.



**В справката са посочени брой точки на доставка, а не брой клиенти, тъй като един клиент може да има повече от едно място на доставка*

В табличен вид са представени някои от индикаторите на пазара на дребно в периода от 2021 г. до 2025 г. относно небитовите клиенти.

Индикатори на пазара на дребно (небитови клиенти)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Потребление на електрическа енергия, в MWh	-	18 771 944	18 322 505	18 525 572	19 306 431
Брой клиенти	631 433	578 845	575 702	582 926	586 537
Небитови клиенти, които произвеждат за собствени нужди, брой	-	-	-	-	4 087
Обем на енергията, генерирана от небитови клиенти, които произвеждат енергия за собствени нужди, в GWh	-	-	-	-	370
Небитови клиенти с инсталирана фотоволтаична централа, брой	-	-	-	-	9 863
Небитови клиенти с батерии, брой*	-	-	-	-	515
Средно време за смяна на доставчика (дни)	18	18	20	20	20

На следващата диаграма е представено разпределението на небитовите клиенти, структурирани по групи потребление на електрическа енергия на годишна база. Небитовите клиенти с годишно потребление до 20 MWh са с най-голям дял. Най-често това включва малки търговски обекти, офиси, фризьорски салони или малки работилници.



**В Справката са посочени брой точки на доставка, а не брой клиенти, тъй като един клиент може да има повече от едно място на доставка*

2.2.3. Защита на потребителите и 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 втечнен природен газ, свързани с изпълнението на задълженията им по ЗЕ; клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдители, свързани с изпълнението на задълженията им по ЗЕ; 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.

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 решението дава задължителни указания по прилагането на закона. Решенията на Комисията могат да бъдат обжалвани относно тяхната законосъобразност пред Административен съд София – град в 14-дневен срок от съобщаването им.

През 2025 г. в КЕВР бяха регистрирани общо 1 383 броя жалби.

Най-голям е броят на жалбите срещу „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и „Електрохолд Продажби“ ЕАД. На второ място са жалбите срещу „Електроразпределение Север“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, следвани от „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. Срещу „Електроразпределение Златни пясъци“ АД и „ЕСП Златни пясъци“ ООД не са постъпили жалби.

Оплакванията срещу лицензирани за дейността „търговия с електрическа енергия“ дружества са свързани предимно с договорните отношения между страните.

През 2025 г. постъпиха 6 броя жалби срещу „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД. Не е регистрирано оплакване срещу НЕК ЕАД.

През 2025 г. в Комисията бяха получени 809 броя жалби от битови клиенти срещу лицензирани дружества от сектор „Електроенергетика“.

В ЗЕ, Глава трета „Регулиране на дейностите в енергетиката“, Раздел VI „Мерки за защита на потребителите на енергийни услуги“, са регламентирани мерки за защита на потребителите на енергийни услуги, които включват и:

- регламентирано задължително съдържание на договорите, сключвани с потребители на енергийни услуги;
- информация, предоставяна от енергийните предприятия – страни по договорите на потребители на енергийни услуги;
- енергийните предприятия изготвят и представят за одобрение от Комисията правила за работа с техните потребители на енергийни услуги;
- енергийните предприятия, извършващи доставка на енергия, осигуряват центрове за предоставяне на информацията на потребителите на енергийни услуги, както и за работа с тях;
- енергийните предприятия, предоставящи универсална услуга и услуги от обществен интерес, в общите условия за снабдяване с електрическа енергия и ползване на електроразпределителните мрежи и в правилата за работа с потребителите на енергийни услуги определят специални процедури за предоставяне на информация, свързана с потреблението, и за уреждане взаимоотношенията с уязвими клиенти за недопускане на преустановяване на снабдяването им с електрическа енергия;
- крайният снабдител информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на електрическа енергия на крайните клиенти за това шестмесечие е по-висока с над 50 на сто от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година;
- клиентът може да поиска от оператора на електроразпределителната мрежа да се извърши метрологична експертиза на средството за търговско измерване;
- когато по инициатива на крайния снабдител ще бъде преустановено снабдяването на клиента с електрическа енергия, крайният снабдител е длъжен да уведоми клиента, по заявен от него начин, не по-късно от три дни преди датата на преустановяване на снабдяването. В случай че клиентът не е заявил начин за уведомяване, той се уведомява по начин, определен от крайния снабдител.

В изпълнение на правомощията си КЕВР наблюдава прилагането на регламентирани законови мерки за защита на потребителите на енергийни услуги.

Съгласно чл. 59, пар. 1, б. „у“ от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС, регулаторният орган има задължението да гарантира недискриминационен достъп до данни за потреблението на клиентите, за предоставянето, за незадължително ползване в лесно разбираем, хармонизиран на национално равнище формат на данните за потреблението, както и бърз достъп за всички клиенти до такива данни съгласно членове 23 и 24.

Според чл. 38б, ал. 1, т. 3 и т. 8 от ЗЕ, енергийните предприятия – страни по договорите, предоставят на своите потребители на енергийни услуги 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.

Съгласно чл. 38б, ал. 2 от ЗЕ доставчикът на енергия осигурява на клиентите широк избор на методи на плащане, включително системи за авансови плащания, които са справедливи и отразяват адекватно вероятното потребление.

В чл. 38б, ал. 3 от ЗЕ е регламентирано, че 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 за клиентите достъп до данни за потреблението на енергия, предоставянето и ползването им в лесно разбираем формат.

3. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ

3.1. Регулиране на мрежата

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР се ръководи от следните основни принципи: развиване на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз; предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар; създаване на стимули за развитието на конкурентен пазар за дейности в енергетиката, където има условия за това; създаване на стимули за ефективно развитие на сигурни, надеждни и ефикасни мрежи в съответствие с интересите на клиентите. Комисията извършва контрол за развиването на газовите мрежи в полза на всички участници, което гарантира достатъчен и разполагам за всички капацитет, следи за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на пазара и за ефективното му функциониране, наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара на природен газ. КЕВР осъществява наблюдение върху сигурността на снабдяването, като следи за баланс между търсенето и предлагането на природен газ на националния пазар, нивото на очакваното бъдещо потребление и предвижданите допълнителни капацитети, които са в процес на планиране или изграждане, и качеството и нивото на поддържане на мрежите и преодоляване на дефицита на доставчици или търговци.

3.1.1. Мрежови и ВПП тарифи за присъединяване и достъп на клиентите

На регулиране от Комисията подлежат цените за присъединяване към мрежите, за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на цена за достъп и пренос през преносна мрежа.

Цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи се регулират съгласно одобрената от Комисията Методика за определяне на цена за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г., изм. и доп. ДВ., бр. 79 от 8 септември 2020 г.). С Методиката се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, включително: моделът за определяне на цените по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги; определянето на тарифите и тарифни структури; начинът за образуване на цените при регулиране чрез метода „горна граница на приходи“; основните изисквания и елементи за образуване на цените; механизъмът за разпределение на разходите по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги. На основание чл. 18, ал. 1 от Методиката преди началото на всеки регулаторен период по предложение Комисията с решение утвърждава на оператора: необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период; базата за възвръщаемост по години за регулаторния период; нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период; прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обосновааност; коефициент за подобряване на ефективността и коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период, като на основание ал. 3 Комисията утвърждава за регулаторния период и съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ, както и съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки. Съгласно чл. 18а, ал. 1 от Методиката за всеки ценови период в срок до 1

март, операторът внася в Комисията предложение за: входни и изходни точки/зони, за които се определят цените за достъп и пренос; коефициенти за определяне на цените за достъп за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет; сезонни множители за определяне на цените за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти; отстъпка при образуване на цени за достъп за резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти; отстъпка при определяне на цени за достъп за входни/изходни точки към/от съоръжения за съхранение на природен газ; отстъпка при образуване на цени за достъп за входни точки от съоръжения за втечен природен газ (ВПГ) и за входни точки от и изходни точки към инфраструктура, разработена с цел преодоляване на изолацията на държави членки по отношение на техните преносни системи. Комисията приема решение за одобряване на отстъпките, множителите и сезонните коефициенти след провеждане на консултация по реда на чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460, Регламента) – чл. 18а, ал. 2 от Методиката.

Съгласно Методиката и Регламент (ЕС) 2017/460 с Решение № М-1 от 15.05.2025 г. КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД ценообразуващи параметри за газова година 2025/2026 въз основа на подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на ценообразуващи параметри.

Утвърдените от КЕВР стойности на единните множители за определяне на цените на негодишните стандартни продукти за капацитет за газова година 2025/2026 са, както следва:

№	Вид капацитет	Множител - стойност
1	Тримесечен капацитетен продукт	1,3
2	Месечен капацитетен продукт	1,4
3	Дневен капацитетен продукт	2
4	Капацитетен продукт в рамките на деня	2,5

Утвърдените от КЕВР сезонни коефициенти за определяне на цените за негодишните стандартни продукти за гарантиран капацитет за газова година 2025/2026 са, както следва:

Месец	Капацитетни продукти			
	Тримесечни	Месечни	Дневни	В рамките на деня
октомври 2025 г.	1,11	0,95	0,95	0,95
ноември 2025 г.		1,12	1,12	1,12
декември 2025 г.		1,26	1,26	1,26
януари 2026 г.	1,34	1,44	1,44	1,44
февруари 2026 г.		1,39	1,39	1,39
март 2026 г.		1,18	1,18	1,18
април 2026 г.	0,88	1,15	1,15	1,15
май 2026 г.		0,85	0,85	0,85
юни 2026 г.		0,63	0,63	0,63
юли 2026 г.	0,68	0,62	0,62	0,62
август 2026 г.		0,59	0,59	0,59
септември 2026 г.		0,82	0,82	0,82

Утвърдените от КЕВР коефициенти (отстъпки) за газова година 2025/2026 са, както следва:

№	Коефициенти (отстъпки)	Стойност
1	За определяне на цените за достъп на входни и изходни точки към/от съоръжения за съхранение на природен газ	100% от разходно ориентираната цена за съответния капацитетен продукт
2	Единна ex-ante отстъпка за изходна точка Кулата/Сидирокастро при резервиране на	9,48%

	прекъсваеми капацитетни продукти	
3	Ех-post отстъпка за всички точки и посоки с изключение на изходна точка Кулата/Сидирокастро при резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти	ползватели се компенсират, със стойност, равна на утроената цена за дневен капацитетен продукт, начислена върху реално прекъснатия капацитет

На основание ЗЕ и Методиката с Решение № НГП-1 от 19.09.2025 г. КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторен период с продължителност от 5 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г. – база на възвръщаемост за ценови периоди; норма на възвръщаемост на капитала; коефициент за подобряване на ефективността; коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи; съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото, както и за първата газова година от регулаторния период: необходими годишни приходи; базови необходими приходи; прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката - директно прехвърляеми разходи, както следва:

За регулаторен период с продължителност от 5 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г.		
1	База на възвръщаемост за ценови периоди:	
	1 октомври 2025 г. – 30 септември 2026 г.	6 251 262 хил. лв.
	1 октомври 2026 г. – в размер на 30 септември 2027 г.	6 695 306 хил. лв.
	1 октомври 2027 г. – 30 септември 2028 г.	6 842 018 хил. лв.
	1 октомври 2028 г. – 30 септември 2029 г.	6 950 107 хил. лв.
	1 октомври 2029 г. – 30 септември 2030 г.	6 883 895 хил. лв.
2	Норма на възвръщаемост на капитала	7,70%
3	Коефициент за подобряване на ефективността	1,05%
4	Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи	-0,03157
5	Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото	100% от цената за достъп
6	Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони	50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони
За първата газова година от регулаторния период: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2026 г.		
1	Необходими годишни приходи	800 657 хил. лв.
2	Базови необходими приходи	875 946 хил. лв.
3	Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - директно прехвърляеми разходи:	71 780 хил. лв., от които:
	Директно прехвърляеми общи разходи	44 954 хил. лв.
	Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологичната компонента	26 147 хил. лв.
	Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото	679 хил. лв.

На основание чл. 21 от Методиката тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. Въз основа на утвърдените с Решение № НГП-1 от 19.09.2025 г. и Решение № М-1 от 15.05.2025 г. на Комисията необходими приходи и ценообразуващи параметри „Булгартрансгаз“ ЕАД определи цени за достъп и пренос през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за газова година 01.10.2025 – 30.09.2026 г. Цените за достъп и пренос

са публикувани на интернет страницата на „Булгартрансгаз“ ЕАД: https://bulgartransgaz.bg/files/useruploads/files/prozrachnost-tarifi/TAR%20Period%202025_2026/Prices_2025_2026.pdf

Цените за достъп и пренос през междусистемния газопровод IGB се определят по одобрения от КЕВР съвместно с Регулаторния орган за енергия, отпадъци и води на Република Гърция Тарифен кодекс на IGB.

Цените за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа се регулират съгласно ЗЕ и НРЦПГ. Цената за достъп и пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа може да включва компонентите: цена за достъп (цена за капацитет) и цена за пренос (цена за пренесени количества природен газ) съгласно условията на сключен договор за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа. Цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение. Съгласно чл. 44, ал. 4 от ЗЕ на лицата, на които е издадена лицензия за разпределение на природен газ, не се издават лицензии за други дейности, подлежащи на лицензиране по ЗЕ, освен лицензия за снабдяване с природен газ от краен снабдител, ако присъединените към газоразпределителната мрежа на тази територия клиенти са по-малко от 100 000. На дружествата титуляри на лицензия за дейността „разпределение на природен газ“ КЕВР издаде и лицензии за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ. При изпълнение на регулаторните си правомощия за ценово регулиране Комисията се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ. Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, при прилагане на метода за регулиране на цените „горна граница на цени“, който се прилага за газоразпределителните дружества, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години. Регулаторният период на цените на ГРД дава възможност за избягване на големи флуктуации на цените през годините и предвидимост за крайните клиенти на дружествата. Енергийните предприятия подават заявления за утвърждаване на цени не по-късно от три месеца преди изтичането на стария ценови период. Енергийните предприятия подават заявления за утвърждаване на цени не по-късно от три месеца преди изтичането на стария ценови период.

На територията на България функционира едно подземно газово хранилище „Чирен“, изградено на мястото на изтощеното газокондензатно находище край село Чирен, област Враца. Собственик и оператор на ПГХ „Чирен“ е „Булгартрансгаз“ ЕАД, като дружеството предоставя услуги по съхранение на природен газ въз основа на Лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г., издадена от КЕВР. ПГХ „Чирен“ е свързано към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Основно предназначение на ПГХ „Чирен“ е покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ. Тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора съгласно чл. 53 от Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, обн. ДВ, бр. 2 от 9 януари 2015 г. С Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. КЕВР утвърди на „Булгартрансгаз“ ЕАД цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

3.1.2. Балансиране

Балансирането на пазара на природен газ се извършва въз основа на 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 такса за неутралност при балансиране (Методиката за дисбаланс).

С Правилата за балансиране на пазара на природен газ е регламентиран режим на балансиране в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносни мрежи (Регламент (ЕС) № 312/2014). Създадени са условия за оператора на газопреносна мрежа и за всички пазарни участници да сключват сделки за краткосрочни стандартизирани продукти чрез платформа за търговия с природен газ. Осигурена е възможност за предлагане на природен газ за покупка и продажба чрез пазарни механизми, така че ползвателите на мрежата да могат да балансират портфейлите си ефикасно, а операторът на преносната система да може да използва гъвкави продукти за природен газ при балансирането на преносната мрежа, с цел повишаване ликвидността и прозрачността на пазара на природен газ при сделки с краткосрочни продукти. Методиката за дисбаланс гарантира формиране на недискриминационни такси за дисбаланс за ползвателите на газопреносните мрежи, създавайки условия за ефикасно управление на балансовите им портфолия, както и за отговорното им балансиране на входящите и изходящите количества природен газ. Постигнато е пълно съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014 в неговата цялост, по-конкретно изпълнение на изискванията относно таксата за дисбаланс и таксата за неутралност при балансиране и механизмите за управление на кредитния риск. Създадени са ясни условия за прилагането на таксата за дисбаланс и таксата за неутралност, както по отношение на оператора на газопреносна мрежа, така и за всички пазарни участници. Ползвателите на мрежата имат възможност да балансират балансовите си портфейли, като са създадени предпоставки за дисциплинирането им. Прозрачните недискриминационни правила и прозрачните такси за дисбаланс, отразяващи действителните разходи за балансиране, водят до повишаване ликвидността на краткосрочния пазар на природен газ на територията на страната.

3.1.3. Трансгранични въпроси

В чл. 33 от Регламент (ЕС) 2024/1789 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година относно вътрешните пазари на газ от възобновяеми източници, природен газ и водород, за изменение на регламенти (ЕС) № 1227/2011, (ЕС) 2017/1938, (ЕС) 2019/942 и (ЕС) 2022/869 и на Решение (ЕС) 2017/684 и за отмяна на Регламент (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) 2024/1789) са регламентирани изисквания за прозрачност по отношение на операторите на газопреносни системи. Част от тези изисквания е задължението на операторите да оповестяват публично информация за техническия, договорения и наличния капацитет в числово изражение за всички важни точки, включително входни и изходни, редовно и периодически по стандартизиран и удобен за ползване начин. Съгласно чл. 30, параграф 4 от Регламент (ЕС) № 2024/1789, важните точки от газопреносната система, за които трябва да се оповестява публично информация, се одобряват от регулаторния орган след консултация с ползвателите на мрежата. В тази връзка, КЕВР одобри важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД, както и важни точки от газопреносната система на „Ай Си Джи Би“ АД съвместно с Регулаторния орган за енергия, отпадъци и вода на Р Гърция.

С Решение № ТК – 1 от 06.02.2025 г. КЕВР прие Съвместно решение с Регулаторния орган за енергия, отпадъци и вода на Р Гърция относно годишните търгове за капацитет, които ще се провеждат от „Ай Си Джи Би“ АД в съответствие с тържния календар на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ през газова 2024/2025 г., като беше одобрен „Подход за участие в годишните търгове за капацитет съгласно тържния календар, публикуван от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ ЕМОПС“ (Подход). Подходът включва четири предложения, както следва: предлагането на неосвободения капацитет като „конкуриращи се капацитети“ в точката на междусистемно свързване на газопровода IGB с Трансадриатическия газопровод (TAP) и точката на междусистемно свързване с газопреносната мрежа на националния системен газопреносен оператор на Р Гърция DESFA; предлагането на годишен прекъсваем капацитет в обратна

посока на точката на междусистемно свързване с „Булгартрансгаз“ ЕАД и на точката на междусистемно свързване с ТАР за 1 газова година; предлагане на неосвободения твърд капацитет в права посока на точката на междусистемно свързване с ТАР като негрупирани годишните търгове и на всички краткосрочни търгове за капацитет (тримесечни, месечни, дневни) на точката на междусистемно свързване с ТАР, както и одобрение относно процентното заделяне на капацитет спрямо техническия съгласно Регламент (ЕС) 2017/459.

С Решение № ТК – 2 от 02.07.2025 г. КЕВР прие Съвместно решение с Регулаторния орган за енергия, отпадъци и вода на Р Гърция относно търговете за капацитет, които ще се провеждат от „Ай Си Джи Би“ АД в съответствие с тръжния календар на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ за газова година 2025/2026 и следващите, като беше одобрено дружеството да предлага неосвободения непрекъсваем капацитет в права посока на точката на междусистемно свързване IP TAP/IGB (21Z000000000472E Komotini KOMOTINI-TAP-IGB) като негрупирани годишни търгове за капацитет, считано от търга през м. юли 2025 г., както и на всички търгове за капацитетен продукт в рамките на деня, след като „Ай Си Джи Би“ АД започне да предлага капацитетен продукт в рамките на деня на точката на междусистемно свързване с Трансадриатическия газопровод (ТАР), освен ако регулаторните органи не решат друго или настъпят обстоятелства, налагащи преоценка.



Председателят на КЕВР Пламен Младеновски участва в инспекцията на напредъка по изграждане на Вертикалния газов коридор

С Решение № ТК – 3 от 24.10.2025 г. КЕВР одобри предлагането на специален капацитетен продукт „Маршрут 1“, който „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвместно с операторите на газопреносни мрежи на Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS и Р Украйна – Gas TSO of Ukraine, да предлага на тръжната платформа Regional Booking Platform. Специалният капацитетен продукт „Маршрут 1“ е одобрен и от регулаторите на посочените държави. Одобрението на специален капацитетен продукт „Маршрут 1“ е въз основа на отправено съвместно предложение от операторите на газопреносни мрежи на Р България – „Булгартрансгаз“ ЕАД, Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS и Р Украйна – Gas TSO of Ukraine до регулаторните органи съвместно да одобрят предоставяне на специален капацитетен продукт „Маршрут 1“, с цел ефективно покриване на нуждите на Р Украйна от природен газ предвид предстоящата зима. Операторите на газопреносни мрежи са обосновавали искането си, като са посочили, че в съответствие с Плана на Европейската комисия REPowerEU за постепенно премахване на вноса на руски изкопаеми горива, тяхното сътрудничество и координирани действия са насочени към създаване на условия и улесняване на процеса за постепенно спиране на руския газ, осигуряване на реални възможности за доставка на

природен газ за Р Украйна с цел задоволяване на неотложните нужди на страната от внос и запълване на газови хранилища преди началото на зимния сезон.

С Решение № ТК – 4 от 19.12.2025 г. КЕВР одобри специални капацитетни продукти „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“, които „Булгартрансгаз“ ЕАД, съответно „Ай Си Джи Би“ АД, съвместно с операторите на газопреносни мрежи на Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS и Р Украйна – Gas TSO of Ukraine, да предлагат на тръжната платформа Regional Booking Platform. Специалните капацитетни продукти „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“ са одобрени и от регулаторите на посочените държави. Одобрението на специални капацитетни продукти „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“ е въз основа на отправено съвместно предложение от операторите на газопреносни мрежи на Р България – „Булгартрансгаз“ ЕАД, Р Гърция – DESFA SA, Р Румъния – Transgaz SA, Р Молдова – VestMoldTransgaz SRS, Р Украйна – Gas TSO of Ukraine и оператора на междусистемния газопровод Р Гърция – Р България – „Ай Си Джи Би“ АД до регулаторните органи съвместно да одобрят предоставяне на специални капацитетни продукти „Маршрут 2“ и „Маршрут 3“ от тези оператори, с цел ефективно покриване на нуждите на Р Украйна от природен газ.

3.1.4. Изпълнение на мрежовите кодекси и насоки

- **Мрежови кодекс (МК) за Механизми за разпределение на капацитет (CAM NC)**

В изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/459, „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе електронна платформа за резервиране на капацитет – Regional Booking Platform (RBP). Чрез платформата RBP се резервира капацитет на входни и изходни точки на газопреносната мрежа, като се използват стандартните механизми за разпределение на капацитет съгласно изискванията на CAM NC. Регистрираните мрежови ползватели имат право да резервират и използват капацитетни продукти по газопреносните мрежи. Процедурите по разпределение на годишните, тримесечните, месечните, дневните и в рамките на деня капацитетни продукти се извършват съобразно времевите графици, определени в аукционния календар на ENTSO-G.

„Булгартрансгаз“ ЕАД си сътрудничи със съседните оператори на преносни мрежи с цел координация на поддръжката (ремонтите) на мрежата в съответствие с чл. 4 от Регламент (ЕС) 2017/459. Операторът на газопреносната мрежа регулярно обменя информация със съседните оператори на преносни мрежи съгласно чл. 7 от Регламент (ЕС) 2017/459 на база на сключените споразумения за междусистемно свързване. Обявените от „Булгартрансгаз“ ЕАД твърди капацитетни продукти преминават през процедура по групиране по чл. 19, §1 на Регламент (ЕС) 2017/459. При невъзможност да се осигури групирането на твърдите капацитетни продукти на RBP, както и при наличие на разлики между техническите и групираните капацитети, тези капацитети се предлагат като негрупирани капацитетни продукти (осигуряващи капацитет на съответната точка на междусистемно свързване само в газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД).

В изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) 2017/459, „Ай Си Джи Би“ АД въведе и използва електронни платформи за резервиране на капацитет. Мрежовите потребители на „Ай Си Джи Би“ АД имат възможност да заявят капацитет посредством търгове, провеждани на платформите за резервиране на капацитет PRISMA и RBP. На платформата PRISMA се провеждат търгове за точките на междусистемно свързване при Комотини с операторите на преносни системи TAP и DESFA. На платформата RBP се провеждат търгове за точката на междусистемно свързване при Стара Загора с оператора на българската газопреносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД, както и на изходната точка при гр. Кърджали. Наличният капацитет се предлага в съответствие с календара за провеждане на търгове на ENTSO-G.

- **МК за балансиране (BAL NC)**

При спазване на правилата на Регламент (ЕС) № 312/2014 операторът на газопреносна мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД е определил платформата за търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за съответстваща на изискванията и критериите на Регламента. КЕВР одобри

платформата за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД и определи дружеството за оператор на платформата за търговия. Търговията на платформата се осъществява на анонимен принцип според разпоредбите на Регламент (ЕС) № 312/2014. Чрез платформата търговските участници могат да обявяват и приемат, в т.ч. да изменят и оттеглят, оферти за покупка и продажба на газ за посрещане на краткосрочните колебания на търсенето и предлагането на газ, съгласно приложимите правила на платформата за търговия, и на която операторът на газопреносната система търгува с цел извършване на действия за балансиране. На платформата за търговия се търгуват краткосрочните стандартизирани продукти за доставка „В рамките на деня“, „Ден напред“ и „Уикенд“, както и времеви и локални продукти за нуждите на балансиране на газопреносната система. Предвид функционалностите на платформата за търговия, тя отговаря на изискванията на Регламент (ЕС) № 312/2014 относно съдържанието на уведомлението за сделка, режима на непрекъснато търгуване на краткосрочни стандартизирани продукти, както и видовете такива продукти, критериите, на които следва да отговаря платформата за търговия, за предоставяне на търговските участници на достатъчно сведения за потвърждаване на сделката след нейното сключване, както и да подава уведомления за сделка до оператора на газопреносната система и да му предоставя сведения за изменението на пределната покупна цена и пределната продажна цена след всяка сделка.

Пределни покупна и продажна цени, приложими за целите на определянето на такса дисбаланс от оператора на преносната мрежа, се изчисляват по реда и при условията на Методика за определяне на такса за дисбаланс и такса неутралност, и се публикуват от оператора на преносната мрежа. През 2025 г. малката корекция към цената на природния газ за балансиране е в размер на 8%.

За целите на балансиране на пазара на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД въведе търговска диспечерска платформа (CDP). Мрежовите ползватели и търговците имат достъп до CDP с индивидуални идентификационни данни, където могат да представят своите заявки, уведомления за сделки и да получават данни за дисбалансите си на всеки час и ежедневни и месечни отчети. Търговските уведомления за сделка се подават директно в CDP, като е въведен цикъл за подаване на коригираща заявка съгласно Регламент (ЕС) № 312/2014, освен в точките на междусистемно свързване, така и във всички входни и изходни точки в страната.

При спазване на правилата на Регламент (ЕС) № 312/2014 „Ай Си Джи Би“ АД предоставя на ползвателите на мрежата достъп до Виртуална търговска точка за целите за балансиране на търговските портфолия. Виртуалната търговска точка на „Ай Си Джи Би“ АД е включена като отделен сегмент на платформата за търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. „Ай Си Джи Би“ АД също така въведе и прилага Методология за изчисляване на такса дневен дисбаланс за IGB, одобрена от КЕВР и гръцкия регулаторен орган.

- **МК за оперативната съвместимост и обмена на данни (INT NC)**

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) № 2015/703 на Комисията от 30 април 2015 година за установяване на мрежов кодекс относно правила за оперативната съвместимост и обмена на данни, „Булгартрансгаз“ ЕАД е сключило споразумения за междусистемно свързване: с газопреносния оператор на Гърция – ДЕСФА за точката на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро; с газопреносния оператор на Румъния – Трансгаз за точките за междусистемно свързване Негру Вода 1/Кардам, Негру Вода 2,3/Кардам, Русе/Гюргево; с оператора на междусистемния газопровод Гърция – България - „Ай Си Джи Би“ АД за точката на междусистемно свързване Стара Загора. „Булгартрансгаз“ ЕАД е сключило споразумения за междусистемно свързване с газопреносните оператори на Турция – BOTAŞ за точката на междусистемно свързване Странджа/Малкочлар и с TAGTAS за точката на междусистемно свързване Странджа 2/Малкочлар; с газопреносните оператори на Сърбия – Gastrans d.o.o. за точката на междусистемно свързване Киреево/Зайчар и с Transportgas Srbija d.o.o. за точката на междусистемно свързване Калотина/Димитровград; с газопреносния оператор на Северна Македония – ГА-МА за точката на междусистемно свързване Кюстендил/Жидилово.

„Ай Си Джи Би“ АД е сключило споразумения за междусистемно свързване: с оператора на Трансадриатическия газопровод – ТАП за точка на междусистемно свързване Комотини; с газопреносния оператор на Гърция – ДЕСФА за точката на междусистемно свързване Комотини и с „Булгартрансгаз“ ЕАД за точката на междусистемно свързване Стара Загора.

- **МК за тарифите (TAR NC)**

В Регламент (ЕС) 2017/460 е предвидено задължение за провеждане на консултации по предложената методика за референтна цена. Съгласно член 6, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460, методиката за референтна цена се определя или одобрява от националния регулаторен орган, както е посочено в член 27 от Регламент (ЕС) 2017/460. Прилаганата методика за референтна цена зависи от констатациите от периодичните консултации, провеждани от оператора на преносна система или националния регулаторен орган (НРО), в зависимост от решението на НРО, в съответствие с член 26.

Предвид горното КЕВР прие Решение № РТПГ-1 от 03.01.2025 г. на основание член 6, параграф 1, член 26, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2017/460, съгласно което КЕВР ще провежда окончателната консултация на методиката за референтна цена въз основа на документ за консултация по реда и при условията на член 26 и член 27 от Регламент (ЕС) 2017/460, както и ще публикува преди началото на съответния тарифен период на „Булгартрансгаз“ ЕАД информацията по член 30 от същия Регламент.

По отношение на множителите, сезонните коефициенти и отстъпките за всеки тарифен период съгласно член 28, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/460 е предвидено задължение за провеждане на последваща консултация с националните регулаторни органи на всички директно свързани държави членки и със съответните заинтересовани страни, като след тази консултация националният регулаторен орган взема мотивирано решение относно стойностите на множителите; стойностите на сезонните коефициенти и изчисленията, посочени в член 15 от Регламент (ЕС) 2017/460; размерите на отстъпките, посочени в член 9, параграф 2 и член 16 от Регламент (ЕС) 2017/460. В тази връзка е предоставен документът за консултация относно множителите, сезонните коефициенти и отстъпките, които „Булгартрансгаз“ ЕАД ще прилага при определяне на тарифите за пренос за 2025/2026 газова година, за становище на Регулаторния орган за енергия, отпадъци и вода на Р Гърция, съответно на Румънския регулаторен орган за енергия. След приключването на последващата консултация с решение на КЕВР са утвърдени на „Булгартрансгаз“ ЕАД множители, сезонни коефициенти (сезонни множители) и отстъпки за определяне на цените за достъп на краткосрочни капацитетни продукти за периода 01.10.2025 – 30.09.2026 г.

3.1.5. Конкуренция и функциониране на пазара

През 2025 г. основни участници на пазара на природен газ в Република България са:

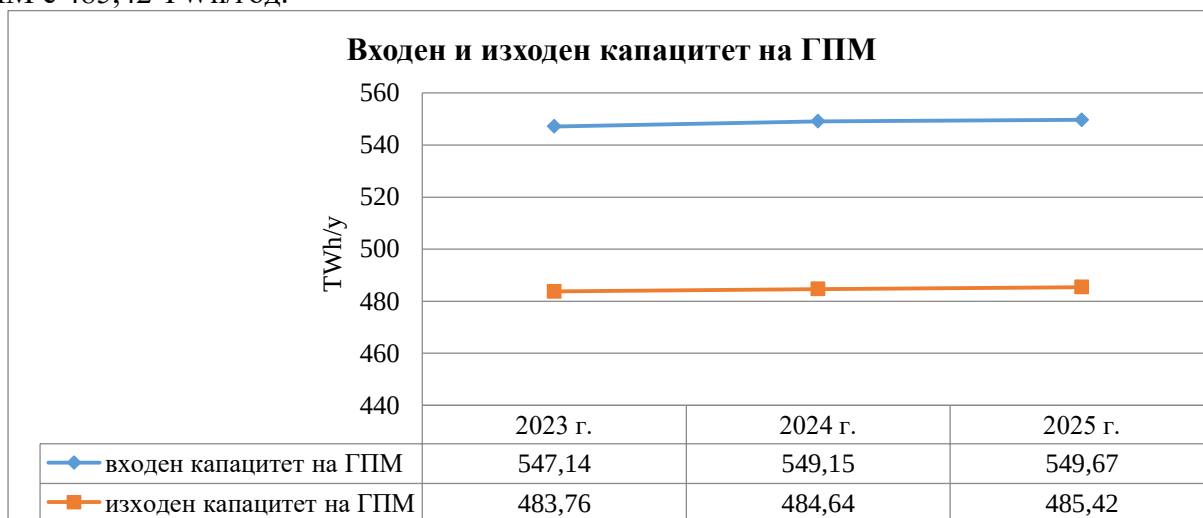
- „Булгартрансгаз“ ЕАД – комбиниран оператор, осъществяващ дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение“;
- „Ай Си Джи Би“ АД – оператор на междусистемен газопровод Гърция – България IGB;
- „Булгаргаз“ ЕАД – обществен доставчик на природен газ, осигуряващ доставката на природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия по регулирани от КЕВР цени;
- **Добивни предприятия**, осъществяващи добив на природен газ на територията на страната;
- **Търговци на природен газ** – сключват 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** – осъществяват дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и доставят природен газ до

клиенти, присъединени към газоразпределителните им мрежи на съответните лицензирани територии;

- **Небитови клиенти** на природен газ, присъединени към газопреносната мрежа;
- **Небитови и битови клиенти** на природен газ, присъединени към газоразпределителната мрежа.

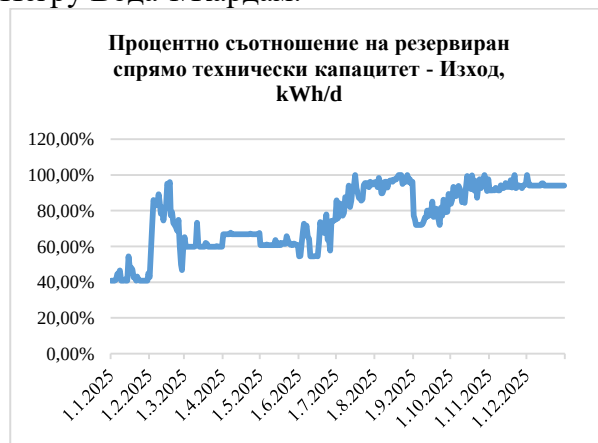
„Булгартрансгаз“ ЕАД

Общата дължина на газопреносната мрежа (ГПМ) на „Булгартрансгаз“ ЕАД към края на 2025 г. е 3484 км. През периода няма новоизградени участъци от газопреносната мрежа. Извършените от дружеството инвестиции в газопреносната мрежа и съоръжения са в размер на 184 625 хил. лв. Присъединените клиенти към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са 234 броя. Входният капацитет на ГПМ е 549,67 TWh/год., а изходният капацитет на ГПМ е 485,42 TWh/год.



Процентното съотношение на резервирания спрямо техническия капацитет в точките на междусистемно свързване от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД през 2025 г. е, както следва:

- Точка на междусистемно свързване (IP) Негру Вода 1/Кардам:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Русе/Гюргево:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Кулата/Сидирокастро:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Стара Загора:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа/Малкочлар:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Странджа 2/Малкочлар (еднопосочна):



- Точка на междусистемно свързване (IP) Киреево/Зайчар:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Калотина/Димитровград:



- Точка на междусистемно свързване (IP) Кюстендил/Жидилово (еднопосочна):



Данните от горните графики показват неравномерно натоварване между отделните входно-изходни точки на междусистемно свързване. Пазарният интерес е силно концентриран в определени входно-изходни точки на междусистемно свързване, като част от тях работят на пълен капацитет. При някои от точките на междусистемно свързване се наблюдава слабо използване на капацитета, като в определени периоди не е бил резервиран капацитет в дадени точки.

Структурата на ползвателите на газопреносната мрежа, осъществили пренос до изходна зона Р България през 2025 г., е следната:

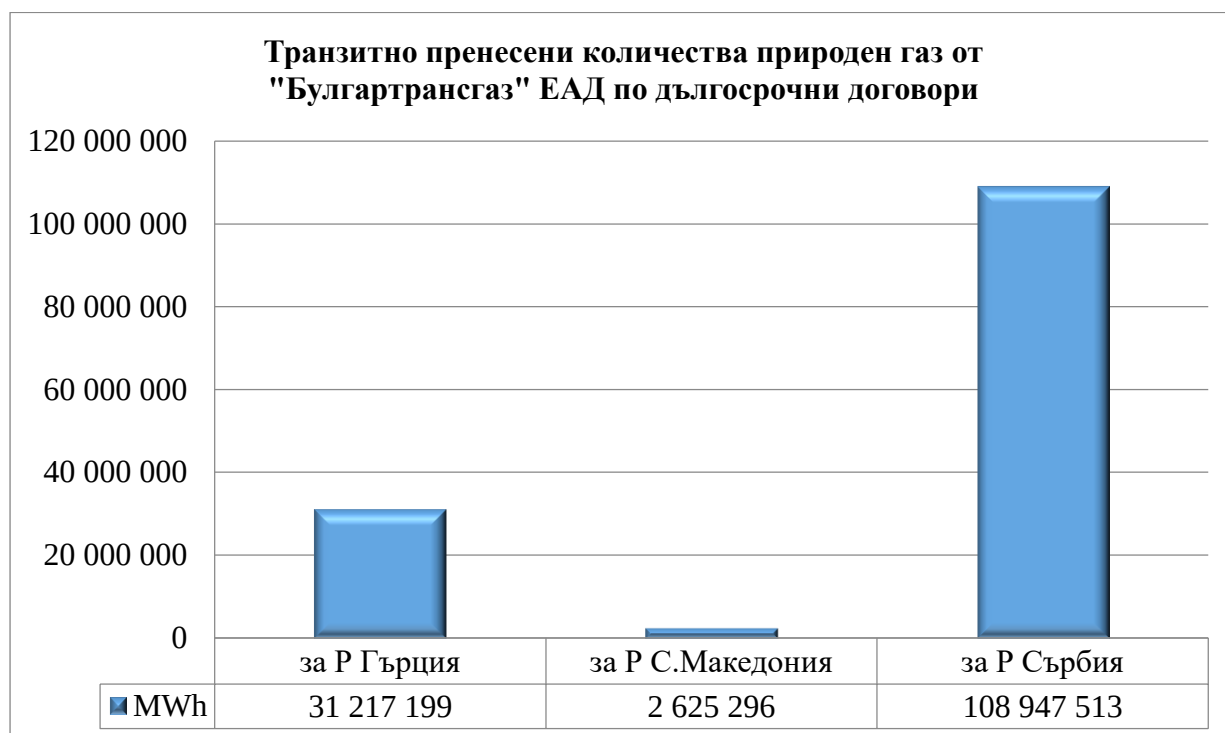
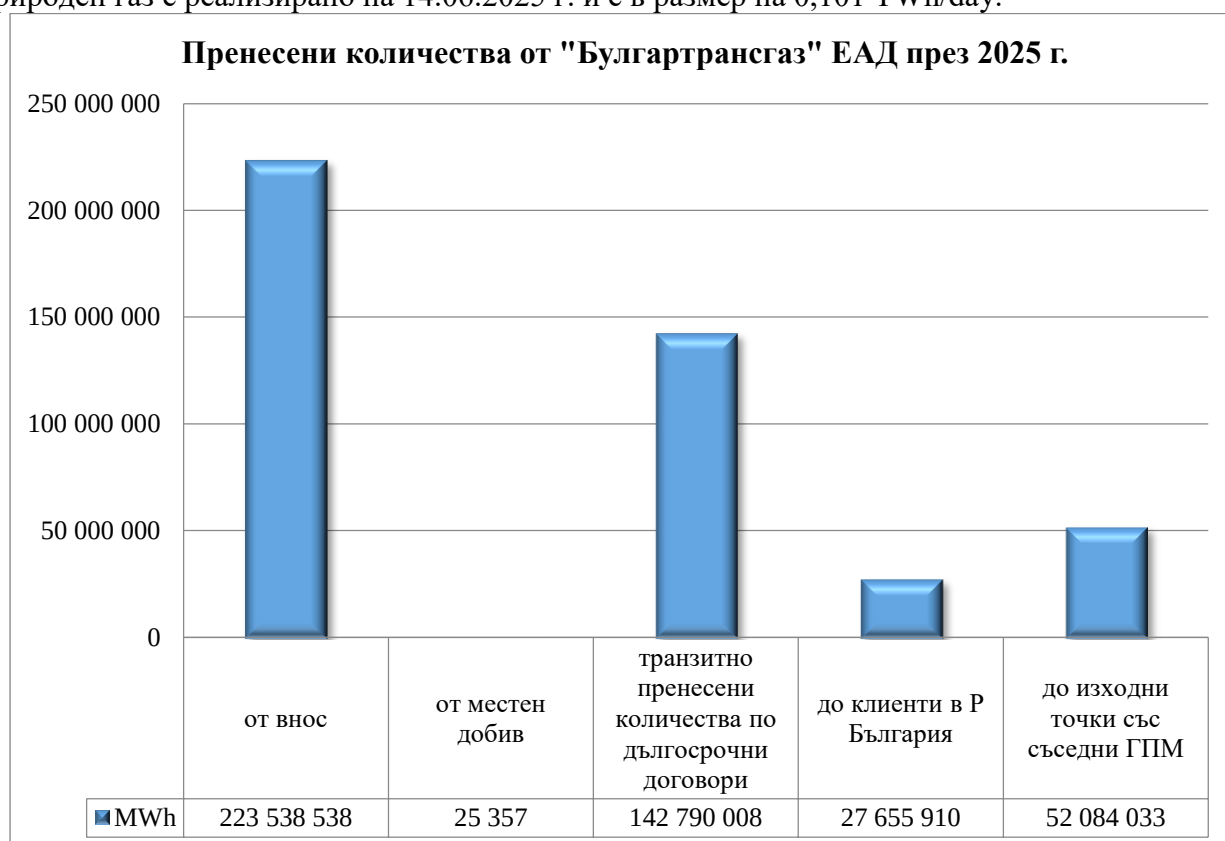
- обществен доставчик;
- един брой краен снабдител;
- два броя небитови клиенти;
- двадесет и четири броя търговци на природен газ.

Ползватели на газопреносната мрежа, пренасящи до изходни точки на междусистемно свързване през 2025 г., са 41 търговеца на природен газ.

Общият брой ползватели на газопреносната мрежа през 2025 г. е 69 броя.

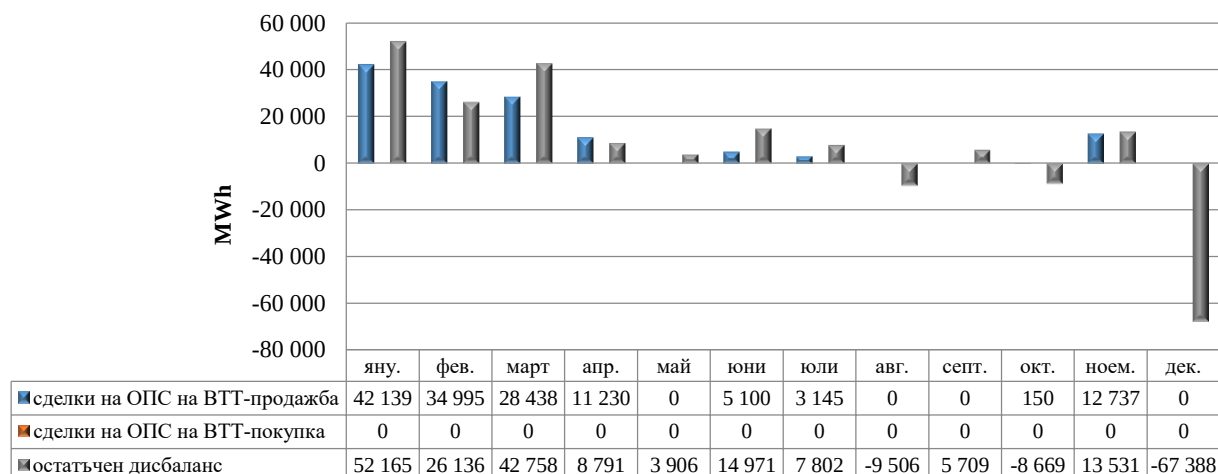
През 2025 г. пренесените от „Булгартрансгаз“ ЕАД количества природен газ по газопреносната мрежа от внос, в т.ч. количества от транзитен пренос по дългосрочни договори, са 223 538 538 MWh и от местен добив 25 357 MWh.

Максималното дневно количество пренесен природен газ за 2025 г. е реализирано на 19.02.2025 г. и е в размер на 0,735 TWh/day. Минималното дневно количество пренесен природен газ е реализирано на 14.06.2025 г. и е в размер на 0,101 TWh/day.



За извършване на балансиране на пазара на природен газ съгласно Регламент (ЕС) № 312/2014, „Булгартрансгаз“ ЕАД е продало 137 934 MWh природен газ на Виртуална търговска точка за балансиране през 2025 г., отразени по месеци на графиката:

Количества природен газ за балансиране на "Булгартрансгаз" ЕАД



„Булгартрансгаз“ ЕАД е провело 7 аукциона за закупуване на количества природен газ за балансиране на дългосрочен сегмент.

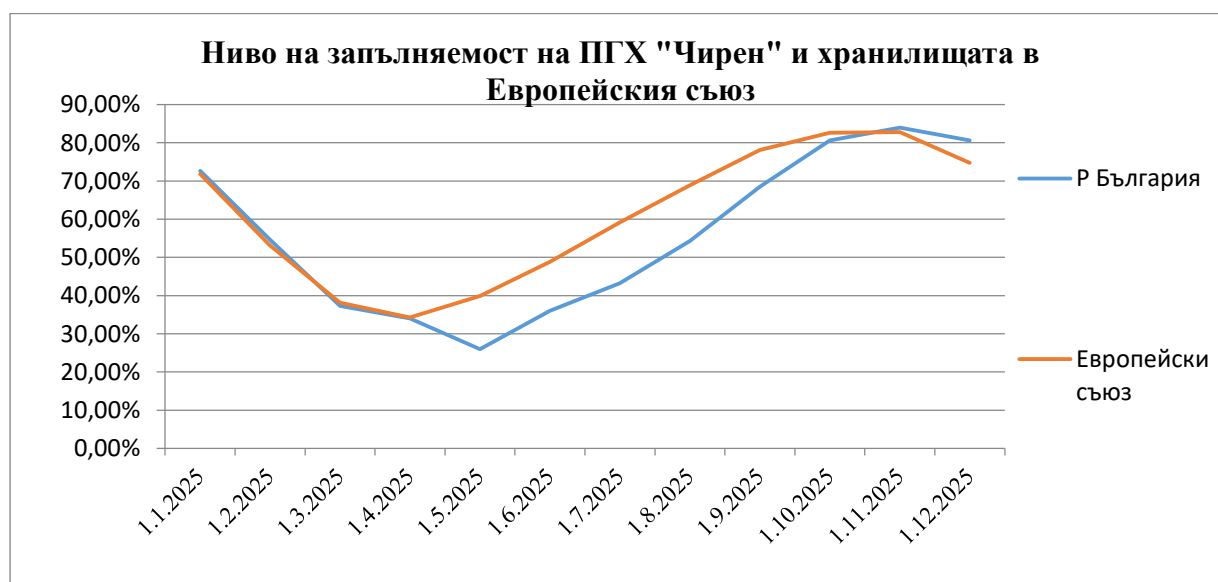
„Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик и оператор на единственото в Р България подземно газово хранилище – ПГХ „Чирен“, което разполага с 24 експлоатационни сондажа, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. През 2025 г. е изграден и въведен в експлоатация строеж „Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ – надземна част“, включително 4 нови високоефективни газотурбинни компресорни агрегата.

Извършените през 2025 г. в ПГХ „Чирен“ инвестиции в съоръжения за съхранение са в размер на 46 851 хил. лв. През 2025 г. в ПГХ „Чирен“ са нагнетени 4 491 521 MWh природен газ. Добитите количества през 2025 г. са 3 912 839 MWh природен газ. Съхранените количества за 2025 г. са 4 657 744 MWh природен газ. Чрез съхраняването в ПГХ „Чирен“ количества природен газ се компенсират сезонните колебания в доставките и потреблението в страната. Съществено е предназначението на хранилището и за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ в страната, осигуряването на количества технологичен газ за балансиране, както и на сигурността и стабилността на газопреносната система.

От м. май 2025 г. техническият капацитет на ПГХ „Чирен“ е увеличен от 550 000 000 куб. м на 650 000 000 куб. м. Нивото на запълненост на ПГХ „Чирен“ спрямо техническия капацитет на хранилището по месеци е, както следва:



Нивото на запълненост през 2025 г. на ПГХ „Чирен“ спрямо средното ниво на запълняемост на газохранилищата в Европейския съюз по месеци е, както следва:



Комисията одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД 10-годишния план за развитие на преносната мрежа, както и наблюдава и контролира изпълнението му. При изготвянето на десетгодишния план, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. Комисията се консултира с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин. С Решение № ДПРМ-1 от 27.08.2025 г. КЕВР одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2034 г.

„Ай Си Джи Би“ АД

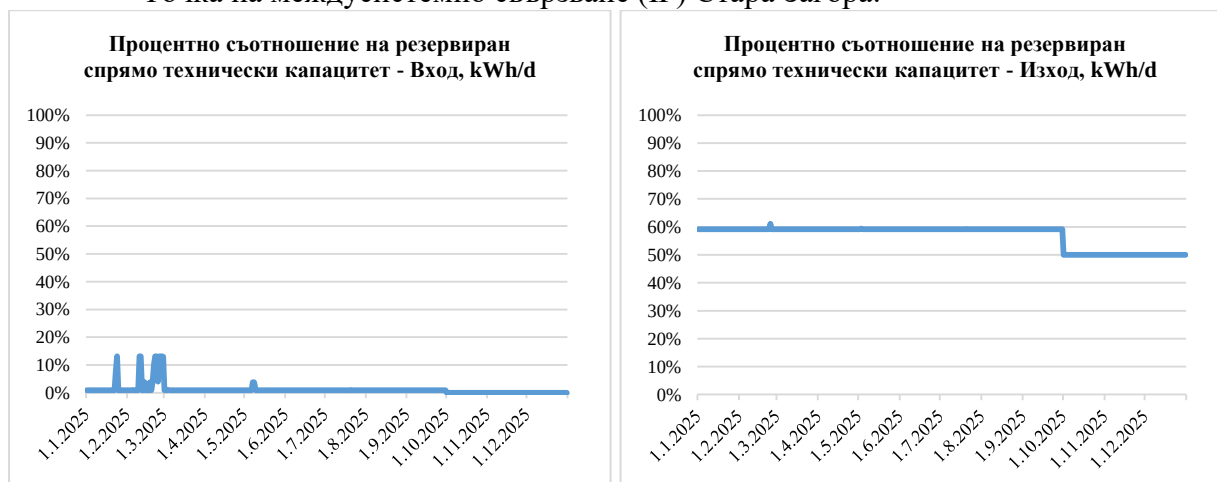
Междусистемният газопровод Гърция - България (IGB) беше въведен в търговска експлоатация на 1 октомври 2022 г. Собственик и оператор на междусистемния газопровод IGB е „Ай Си Джи Би“ АД. IGB свързва гръцката газопреносна мрежа в близост до град Комотини с българската преносна мрежа при град Стара Загора. IGB е свързан и с Трансадриатически газопровод (TAP). IGB е с обща дължина от 182 км (151 км в България и

31 км в Гърция) и технически капацитет от 3 млрд. куб. м годишно с възможност за увеличаване на преносния капацитет до 5 млрд. куб. м годишно.

Входният капацитет на газопровода IGB в точките на междусистемно свързване „Комотини – Десфа“, „Комотини – ТАР“ (в посока Гърция - България) и „Стара Загора“ (в посока България - Гърция) е в размер на 39,04739 TWh/год. Изходният капацитет на газопровода IGB в точките на междусистемно свързване „Комотини – ТАР“ (в посока България - Гърция), „Стара Загора“ (в посока Гърция - България) е в размер на 39,04739 TWh/год., а в изходната точка „Кърджали“ (в посока Гърция - България) е в размер на 1,38533 TWh/год.

Процентното съотношение на резервирания спрямо техническия капацитет в точката на междусистемно свързване, която свързва газопровода IGB с газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД – (IP) Стара Загора и в изходна точка към ГРС „Кърджали“ е, както следва:

- Точка на междусистемно свързване (IP) Стара Загора:



- Изходна точка към ГРС „Кърджали“:



Общо пренесените количества природен газ през газопровода IGB за 2025 г. са: в посока Гърция-България в размер на 10 896 441 MWh/год. и в посока България-Гърция в размер на 152 297 MWh/год. Максималното дневно количество пренесен природен газ е 40 057 MWh/d. Минималното дневно количество пренесен природен газ е 7,5 MWh/d.

Закупените количества природен газ за балансиране са 4779 MWh и продадените количества природен газ за балансиране са 285 MWh.

През 2025 г. не са извършени инвестиции в газопровода и съоръженията към него.

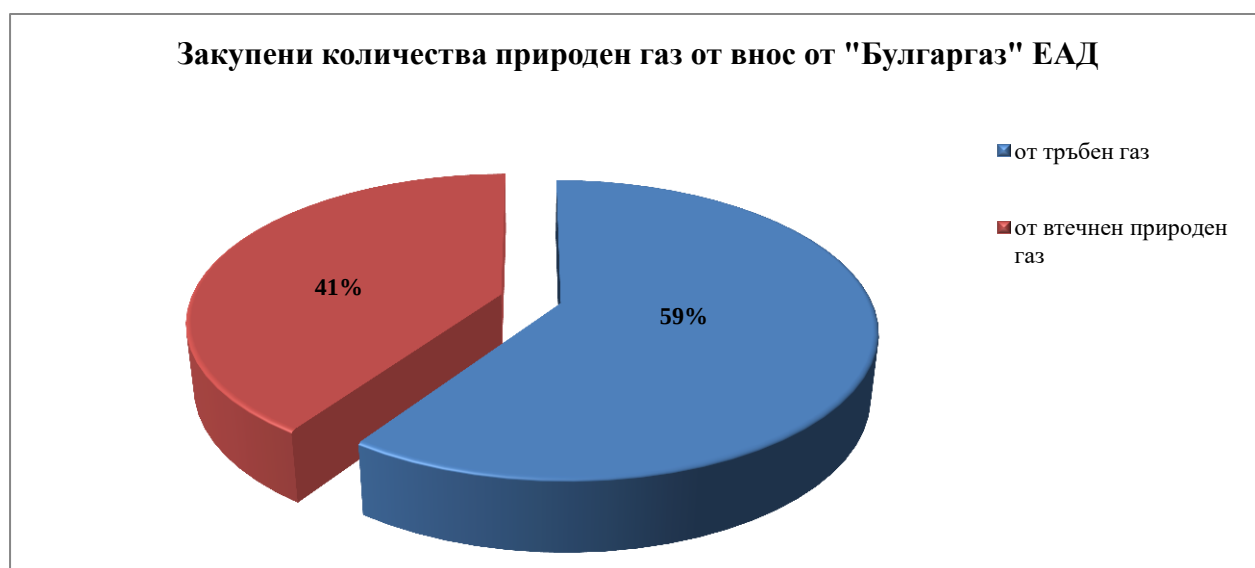
3.1.6. Пазари на едро

Основните количества природен газ, необходими за потреблението в страната, се осигуряват от внос, като незначителни количества се осигуряват и от местен добив. Снабдяването с природен газ на територията на Р България се осъществява по газопрееносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за пряко присъединени клиенти и по газоразпределителните мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества, към които са присъединени небитови и битови клиенти. Чрез газопрееносната мрежа се осъществява и пренос на природен газ до съседните на Р България страни, както и пренос от и до ПГХ „Чирен“. През 2025 г. доставката на природен газ за вътрешния пазар се осъществяваше от „Булгаргаз“ ЕАД, „Проучване и добив на нефт и газ“ АД, „Петроkelтик България“ ЕООД и търговци на природен газ.

„Булгаргаз“ ЕАД

През 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е закупило природен газ за вътрешния пазар по договор за доставка на природен газ с азербайджанска компания и от търговци на природен газ.

„Булгаргаз“ ЕАД е закупило 17 129 691 MWh природен газ за осигуряване на потреблението на клиентите си, както следва: тръбен газ 10 095 664 MWh от азербайджанската компания и 7 034 027 MWh втечен природен газ.



Продадените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ са 17 361 438 MWh, от които в Р България 17 121 186 MWh, а извън страната 240 252 MWh.

Закупените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ на организиран борсов пазар в Р България са в размер на 541 558 MWh. Закупените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ на организиран борсов пазар в Р Гърция са в размер на 126 873 MWh.

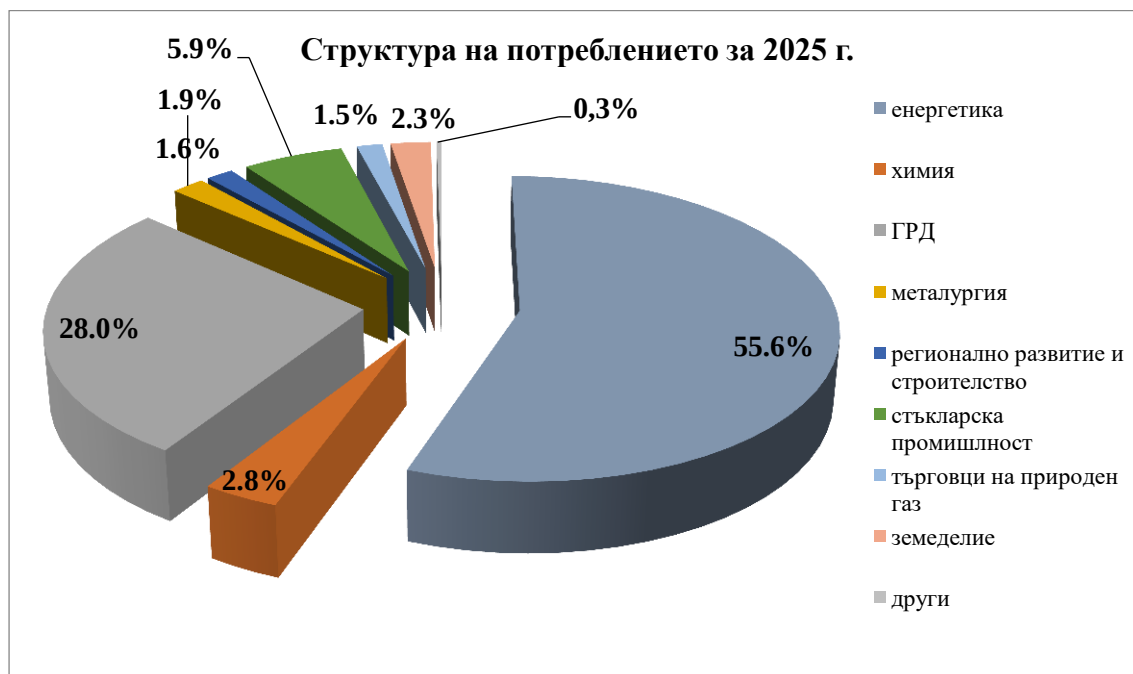
Продадените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ на организиран борсов пазар в Р България са в размер на 419 061 MWh. Продадените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ на организиран борсов пазар в Р Румъния са в размер на 240 252 MWh.

Закупените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ за балансиране са в размер на 207 903 MWh, а продадените количества природен газ за балансиране са 190 931 MWh.

Доставените от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ през 2025 г. са, както следва:

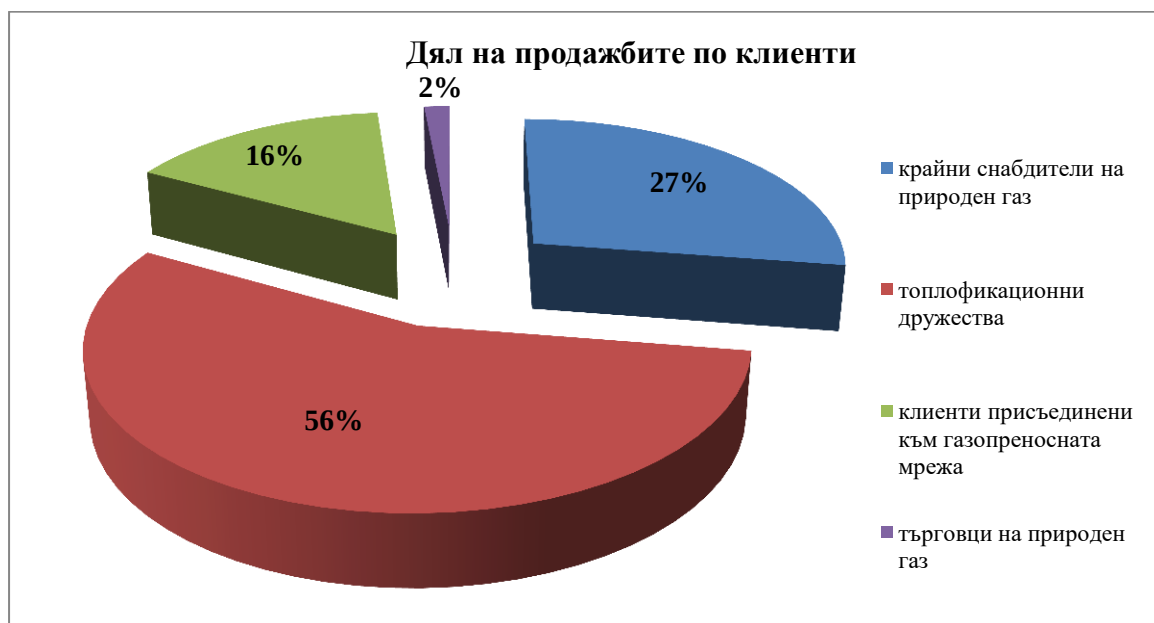
- енергетика – 9 394 470 MWh;
- химия – 481 088 MWh;

- разпределителни дружества – 4 733 226 MWh;
- металургия – 326 982 MWh;
- регионално развитие и строителство – 270 651 MWh;
- стъкларска промишленост – 996 985 MWh;
- земеделие – 395 619 MWh;
- търговци на природен газ – 254 641 MWh;
- други – 48 424 MWh.



„Булгаргаз“ ЕАД е продавало през 2025 г. природен газ на: крайни снабдители на природен газ, топлофикационни дружества, клиенти, присъединени към газопреносната мрежа и на търговци на природен газ.

Делът на продажбите по клиенти е посочен на диаграмата:

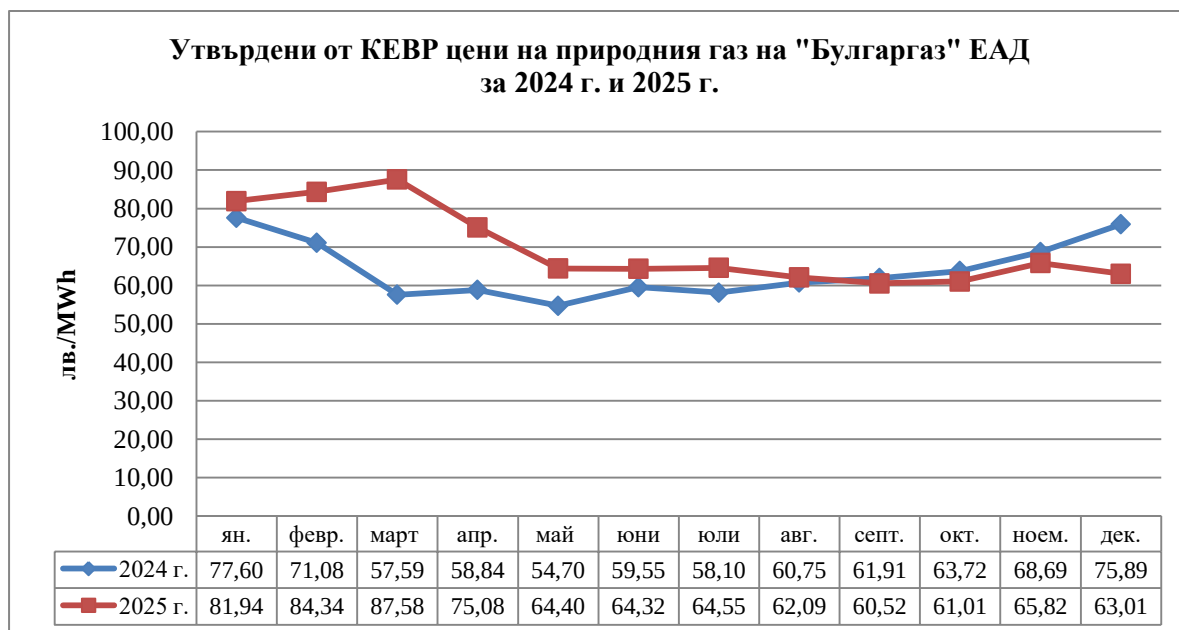


През 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е продало на клиенти в Р България количества природен газ, както следва:

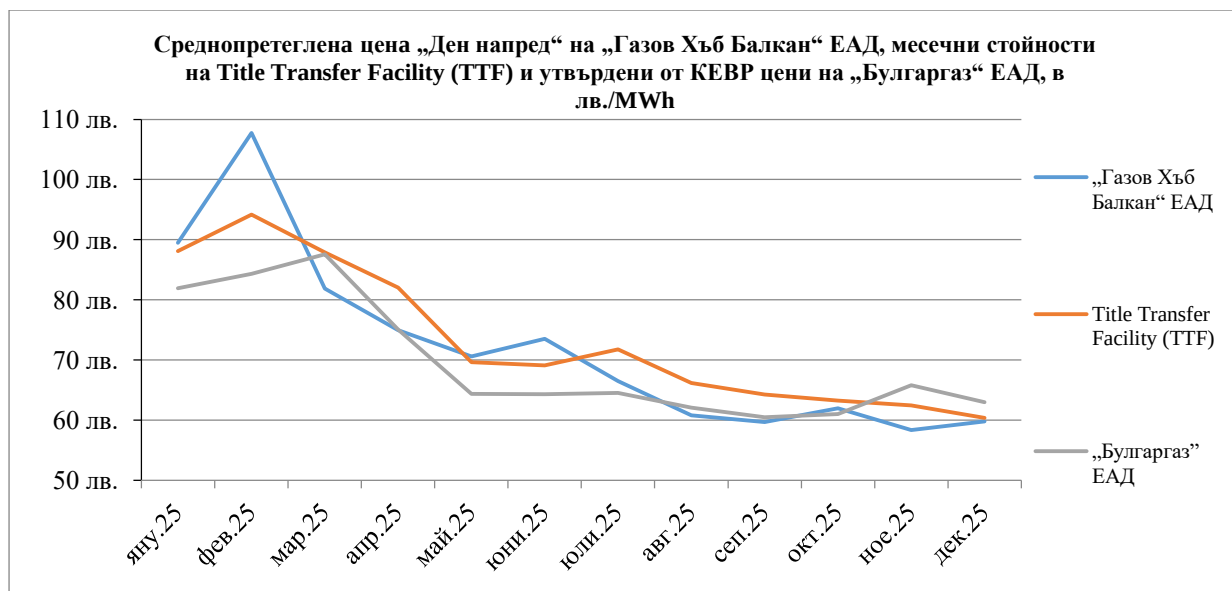
- по регулирани цени – 14 121 448 MWh;
- по свободно договорени цени – 2 780 637 MWh.



Изменението на цените на природния газ на обществения доставчик е посочено в следващата графика:



Сравнението на средномесечните цени на пазарен сегмент „Ден напред“ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, месечните цени на Title Transfer Facility (TTF) и цените на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД е посочено в следващата графика:



Съхраняваните от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ в ПГХ „Чирен“, в т.ч.: наличност, добив и нагнетяване през 2025 г., са както следва:

- наличност към 01.01.2025 г. – 2 570 234 MWh;
- добив – 1 126 802 MWh;
- нагнетяване – 1 221 102 MWh;
- наличност към 31.12.2025 г. – 2 664 534 MWh.

Броят и структурата на клиентите на „Булгаргаз“ ЕАД към 31.12.2025 г. са следните:

- по регулирана цена – 25 бр.;
- по свободно договорени цени – 108 бр.

Добивни предприятия

Добивните предприятия на територията на Р България са „Проучване и добив на нефт и газ“ АД и „Петроkelтик България“ ЕООД.

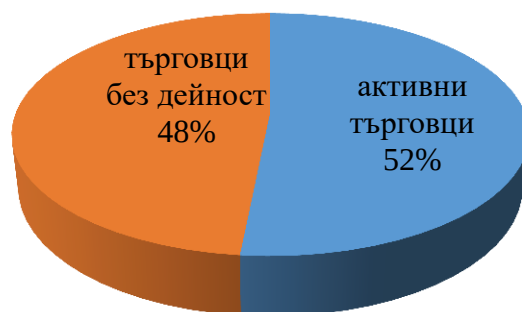
„Проучване и добив на нефт и газ“ АД е добило през 2025 г. 54 718 MWh природен газ и е продало 47 207 MWh, от които 19 122 MWh е продало на един краен клиент, 21 367 MWh на две газоразпределителни дружества и 6718 MWh на търговец на природен газ. Останалото количество от 7512 MWh природен газ дружеството е използвало за собствени нужди. Добивното предприятие не е продавало количества природен газ на организиран борсов пазар.

„Петроkelтик България“ ЕООД е добило през 2025 г. 25 357 MWh природен газ и е продало 25 357 MWh, от които 6252 MWh е продало на един краен клиент и 19 105 MWh на търговец на природен газ, на организиран борсов пазар.

Търговци на природен газ

От издадените лицензии за дейността „търговия с природен газ“ на общо 161 (сто шестдесет и едно) дружества към 31.12.2025 г. сделки с природен газ са извършили 83 дружества. Търговците на природен газ, които са съхранявали количества природен газ в ПГХ „Чирен“, са 11 дружества.

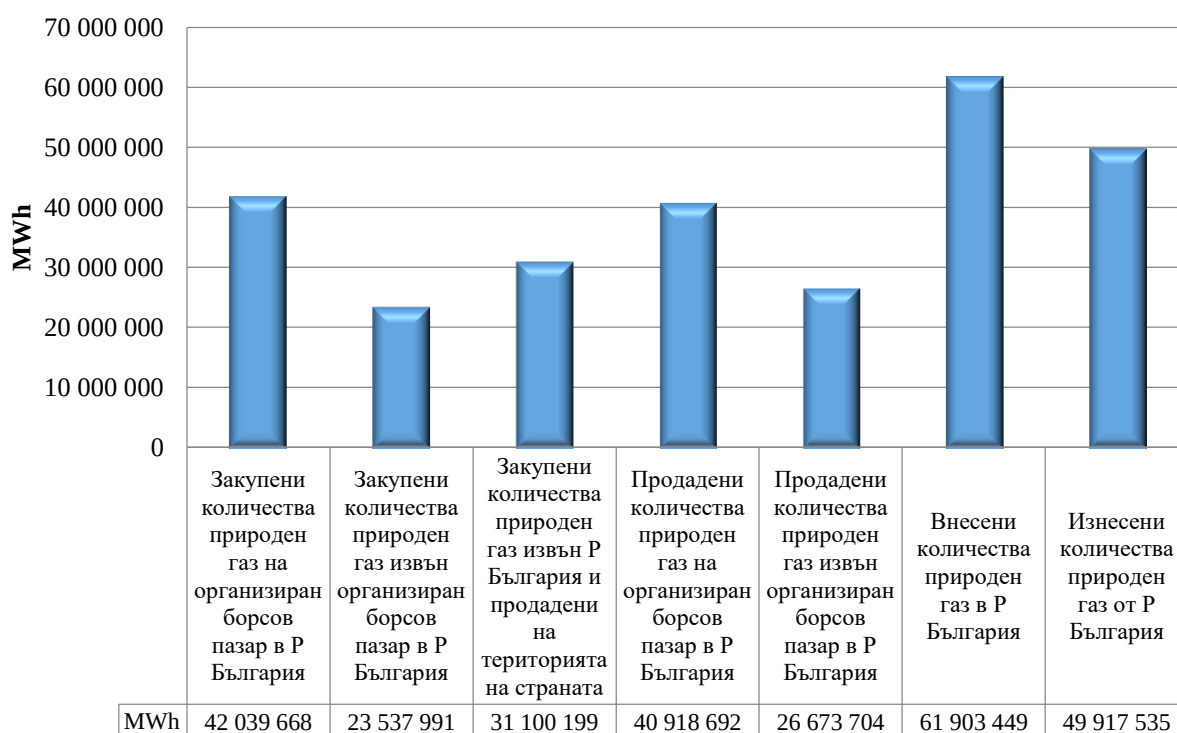
Дял на активните търговци спрямо лицензираните



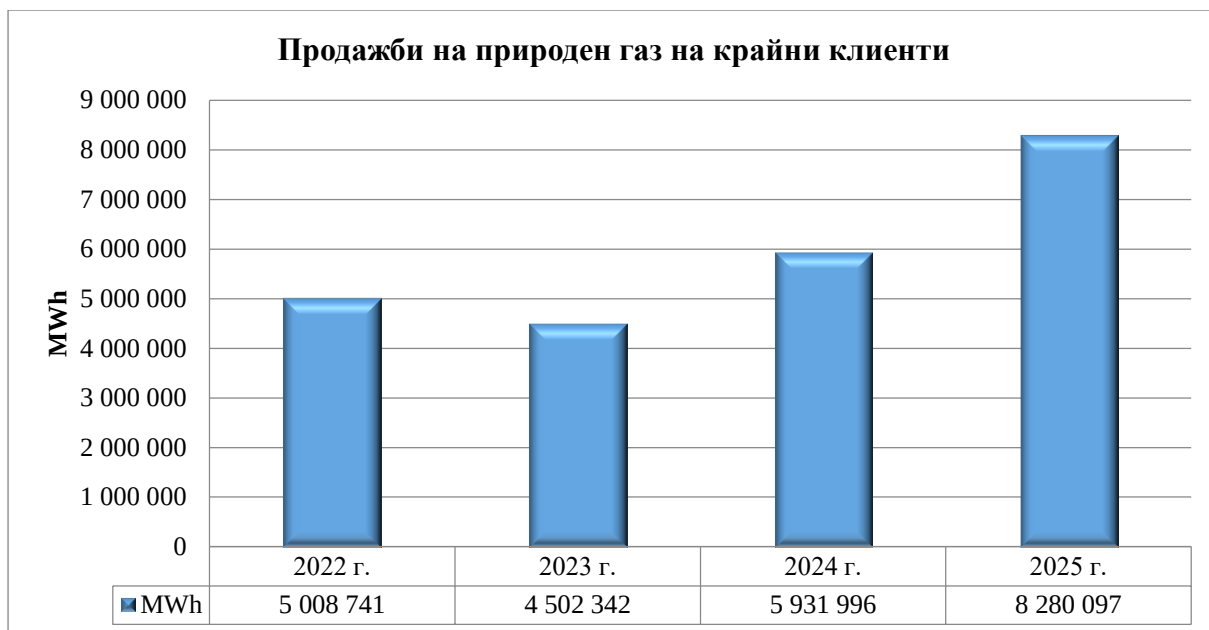
Търговците на природен газ през 2025 г. са закупили в Р България 65 577 659 MWh природен газ, в т.ч.: 42 039 668 MWh на организиран борсов пазар и 23 537 991 MWh извън организиран борсов пазар. Закупените количества природен газ извън Р България и продадени на територията на страната през 2025 г. са 31 100 199 MWh.

Продадените количества природен газ в Р България са 67 592 396 MWh, в т.ч.: 40 918 692 MWh на организиран борсов пазар и 26 673 704 MWh извън организиран борсов пазар. През 2025 г. внесените количества природен газ в Р България са 61 903 449 MWh, а изнесените от страната са 49 917 535 MWh. Данните са отразени на графиката:

Търговия с природен газ през 2025 г.



През 2025 г. продадените количества природен газ на крайни клиенти се увеличават до 8 280 097 MWh.



Наличните към 01.01.2025 г. количества природен газ, съхранявани в ПГХ „Чирен“ от търговци на природен газ, са в размер на 1 508 545 MWh, като добитите количества са 2 780 652 MWh, а нагнетените 3 257 574 MWh, съответно, наличността към 31.12.2025 г. е 1 985 928 MWh природен газ.

Организиран бурсов пазар на природен газ

Платформа за търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД:

Към 31.12.2025 г. броят на регистрираните членове на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД е 126, спрямо 110 към 01.01.2025 г., което представлява увеличение с приблизително 15%. От тях приблизително 43% са международни компании с опит в търговията с природен газ на европейските пазари, а около 54% са местни търговци на природен газ, сред които са и големи индустриални консуматори на природен газ в страната. Клиринговата търговия на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД стартира на 15.07.2025 г., като към 01.01.2026 г. на клиринговия спот сегмент участват 63 компании, или приблизително 50% от всички членове на ГХБ ЕАД. Въвеждането на услуги по клиринг и сетълмент осигури по-високо ниво на сигурност и прозрачност на пазара и намали двустранния кредитен риск между търговските участници, като създаде условия за по-предвидима търговия и оптимизиране на пазарните операции.

През 2025 г. на платформата за търговия с природен газ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД на отделните сегменти са сключени общо 47 206 броя сделки, спрямо 29 886 през 2024 г., което представлява увеличение с приблизително 58%. Изтъргувани през 2025 г. са общо 35 731 718 MWh природен газ, спрямо 42 283 695 MWh през 2024 г., което представлява намаление с приблизително 15%. Нарастването на броя сделки при едновременно намаление на общия изтъргуван обем показва по-висока интензивност на търговията и реализиране на по-малки по обем сделки, което е характерно за по-активна и диверсифицирана пазарна среда.

Краткосрочен сегмент

През 2025 г. в краткосрочния сегмент са сключени общо 46 638 сделки, спрямо 28 034 през 2024 г., което представлява увеличение с приблизително 66%. Изтъргуваните количества природен газ нарастват от 16 153 381 MWh през 2024 г. на 16 470 535 MWh през 2025 г., което представлява увеличение с приблизително 2%. Средномесечният брой сделки през 2025 г. възлиза на 3887, спрямо 2336 през 2024 г., което потвърждава тенденцията към повишаване на търговската активност в сегмента.

Дългосрочен сегмент

През 2025 г. в дългосрочния сегмент са сключени общо 568 сделки, спрямо 1852 през 2024 г., което представлява намаление с приблизително 69%. Изтъргуваните количества

природен газ намаляват от 26 130 314 MWh през 2024 г. на 19 261 183 MWh през 2025 г., което представлява намаление с приблизително 26%. Средномесечният брой сделки през 2025 г. възлиза на 47, спрямо 154 през предходната година.

Сравнение на изтъргуваните количества по пазарни сегменти на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за периода 2023 – 2025 г.:



Сегмент „Администриране на двустранни договори“

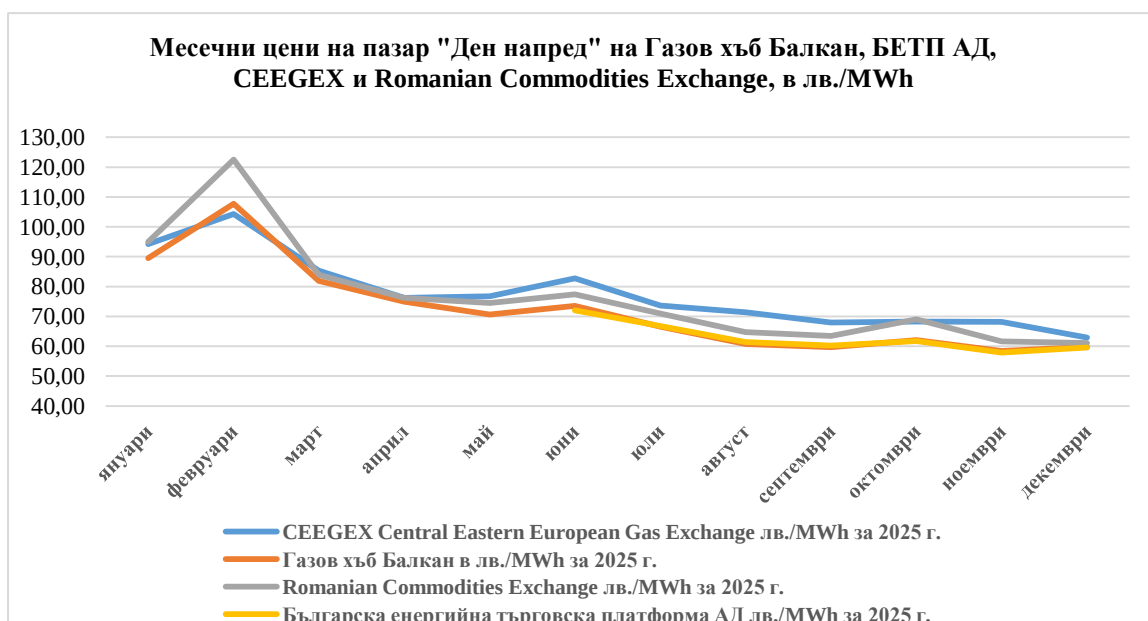
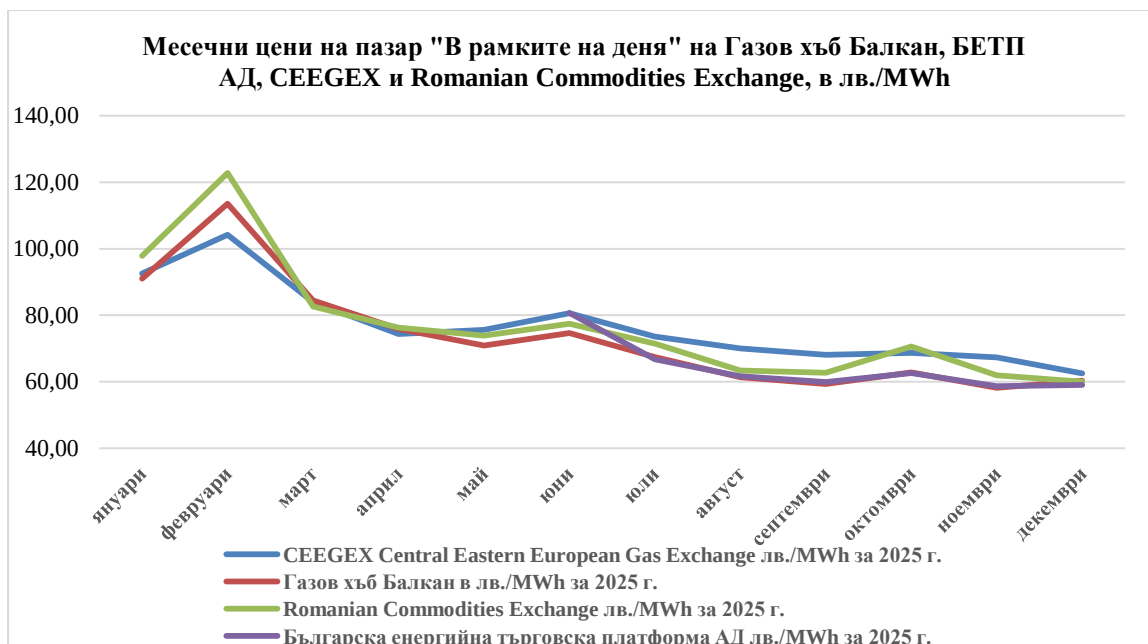
В този сегмент се предлага регистриране на сключени двустранни дългосрочни договори (седмични, месечни, ВоМ, тримесечни, сезонни, годишни) в модул „Сделки“.

Електронната система Trauport позволява и провеждане на търгове на екран съгласно предвидените процедури в Правилата за работа на организиран борсов пазар на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД. През 2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е провело общо 7 аукциона за закупуване на природен газ за технологични нужди чрез платформата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД.

Сегмент „Брокерски услуги“

В този сегмент се предлагат продукти и услуги за крайни клиенти – консуматори на природен газ и крайни снабдители, пряко присъединени към газопреносната система, които нямат достъп до газопреносните мрежи и до ВТТ, но желаят да закупуват природен газ на изходни точки от регистрирани членове на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД за свои собствени нужди. В този случай, крайният клиент/крайният снабдител има статут на non-trading user, не заплаща такси за членство и за трансакции. Non-trading user получава право да използва брокерските услуги на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД чрез подписване на споразумение за ползване на брокерски услуги, като получава специални права за достъп до специализирана секция на интернет страницата на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД.

Сравнение на цените на природния газ на пазарен сегмент „В рамките на деня“ и „Ден напред“ на „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, „Българска енергийна търговска платформа“ АД и на съседни борси:



Платформа за търговия на „Българска енергийна търговска платформа“ АД:

Към 31.12.2025 г. броят на регистрираните членове на „Българска енергийна търговска платформа“ АД (БЕТП АД) е 37, спрямо 10 към 31.12.2024 г., което представлява увеличение с приблизително 270%. Клиринговата търговия на „Българска енергийна търговска платформа“ АД стартира на 01.08.2025 г., като към 31.12.2025 г. клирингови членове са 26, или приблизително 70% от всички членове на БЕТП АД. Въвеждането на клирингови услуги и сетълмент на сключените сделки допринася за повишаване сигурността и за по-ефективно управление на рисковете между участниците на пазара на БЕТП АД.

През 2025 г. на платформата за търговия с природен газ на „Българска енергийна търговска платформа“ АД на отделните сегменти са сключени общо 2214 сделки, спрямо 2 през 2024 г., като изтъргуваните количества природен газ възлизат на 1 007 449 MWh спрямо 157 440 MWh през 2024 г. Търговската активност, реализирана основно през второто полугодие на 2025 г., е концентрирана в краткосрочния сегмент, в рамките на който се търгуват стандартизирани продукти и се регистрират двустранно договорени сделки, като в този сегмент са реализирани 2212 сделки с общ обем 1 007 435 MWh, при сключени в дългосрочния сегмент 2 сделки с общ обем 14 MWh.

3.1.7. Пазар на дребно

Към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени небитови клиенти на природен газ и газоразпределителни мрежи.

Присъединените към газопреносната мрежа небитови клиенти към края на 2025 г. са 234 бр. Голяма част от газоразпределителните мрежи в страната са също присъединени към газопреносната мрежа. Газоразпределителните мрежи на три дружества са присъединени към добивни съоръжения за природен газ в страната и получават природен газ от местен добив, като две от тези мрежи получават същевременно и алтернативни доставки. Има газоразпределителни мрежи, които не са присъединени към газопреносната мрежа, като доставките на природен газ до тези мрежи се осъществяват чрез камиони, доставящи природен газ с бутилки.

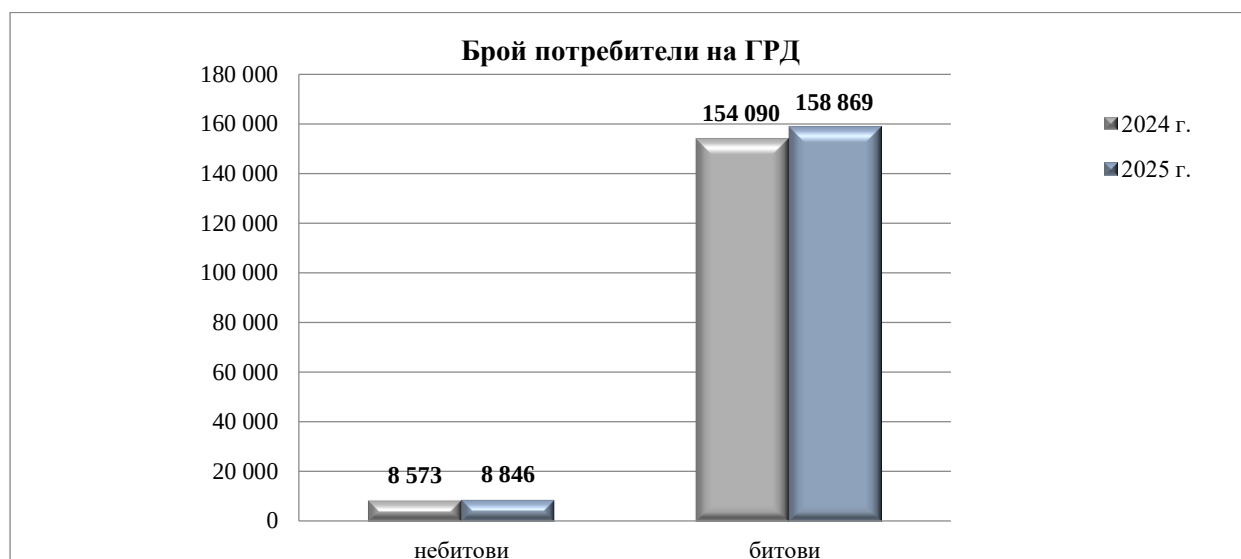
В края на 2025 г. на територията на Р България 25 газоразпределителни дружества (ГРД), лицензирани за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, извършват дейност на 36 лицензионни територии, които обхващат 174 общини, представляващи 65% от всички общини в страната. Осем от дружествата осъществяват снабдяване с природен газ чрез доставка на сгъстен природен газ до клиенти на територията на общини, които нямат връзка с газопреносната мрежа.

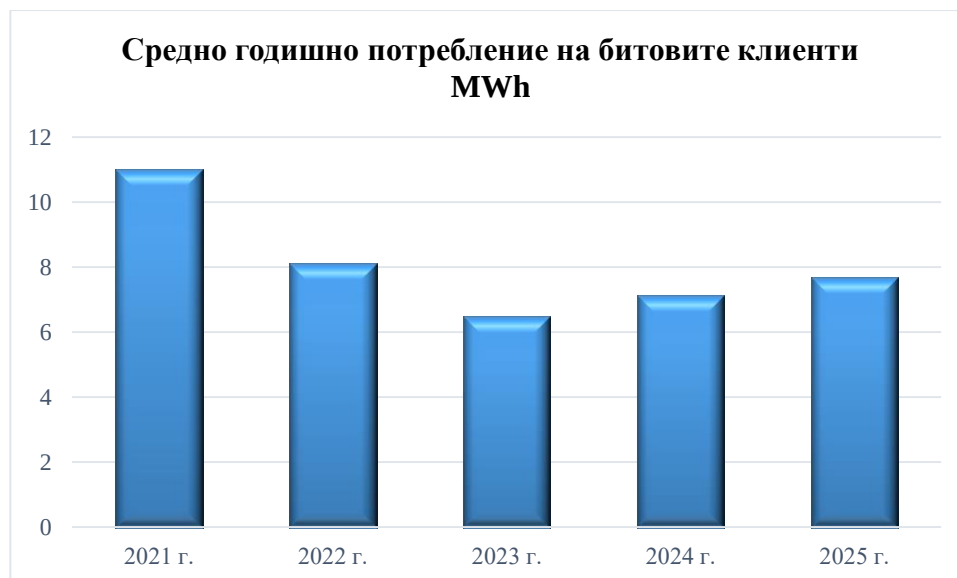
Необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната е в процес на изграждане и присъединените битови клиенти към ГРМ са малко.

Изградената мрежа от газоразпределителните дружества през 2025 г. е 35 110 м, а общата дължина на ГРМ в страната към края на 2025 г. е 5 768 544 м. Извършените инвестиции от газоразпределителните дружества през 2025 г. са в размер на 18 539 хил. лв.

Общият брой клиенти на газоразпределителните дружества към 31.12.2025 г. е 167 715, от които 8846 небитови клиенти (5,3%) и 158 869 битови клиенти (94,7%). Броят на клиентите е нараснал от 162 663 през 2024 г. на 167 715 през 2025 г., което е увеличение с 3%. Нарастването на небитовите клиенти е с 3,2%, а на битовите – с 3,1%.

Сравнение на броя небитови и битови клиенти на лицензираните територии за 2024 г. и 2025 г. е представено на графиката по-долу:

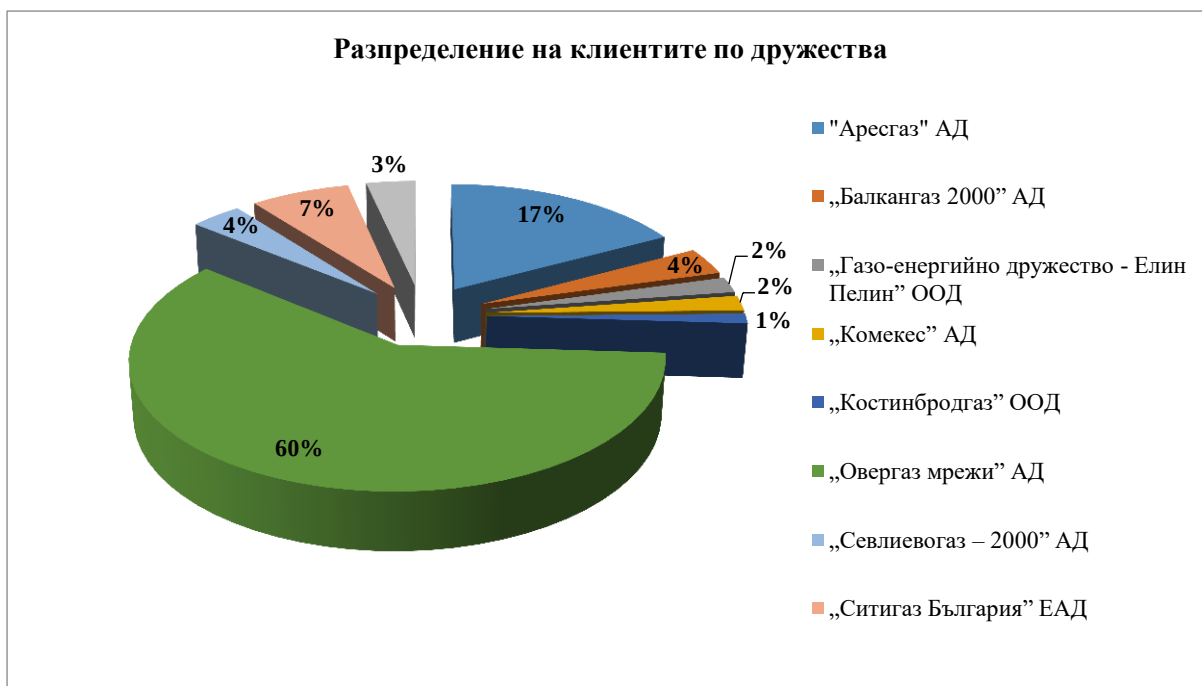




На следващите графики са представени процентните съотношения на стопански и битови клиенти, на които потреблението на природен газ се отчита с интелигентни разходомери.



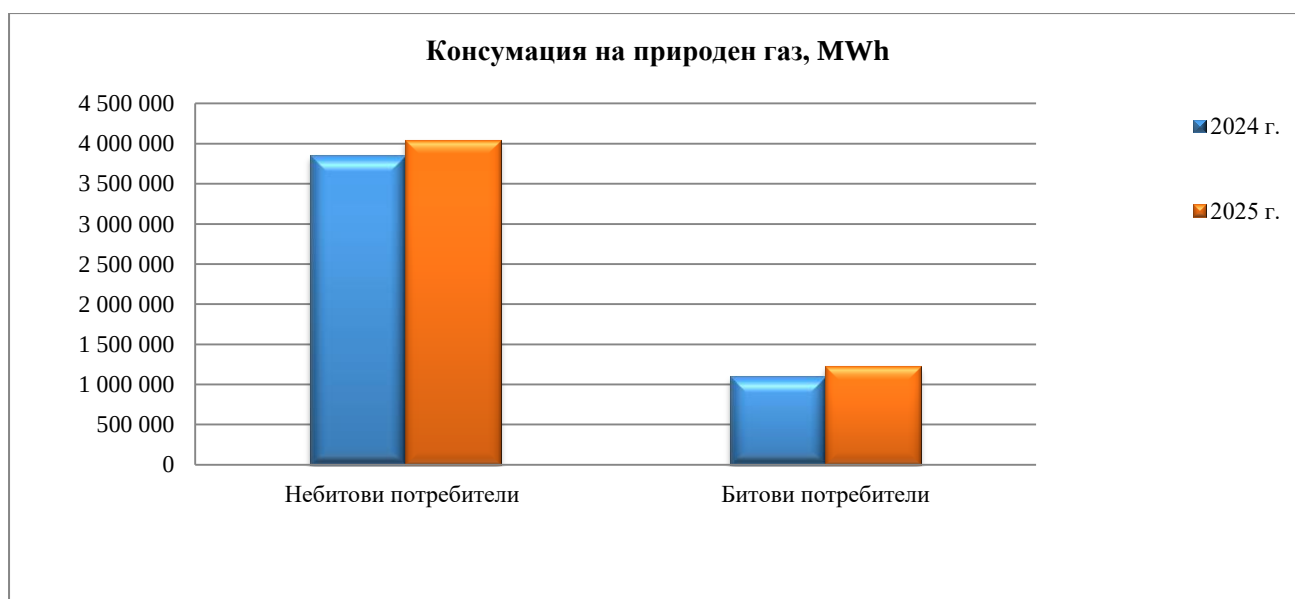
Разпределението на клиентите на природен газ по дружества е представено на диаграмата по-долу:



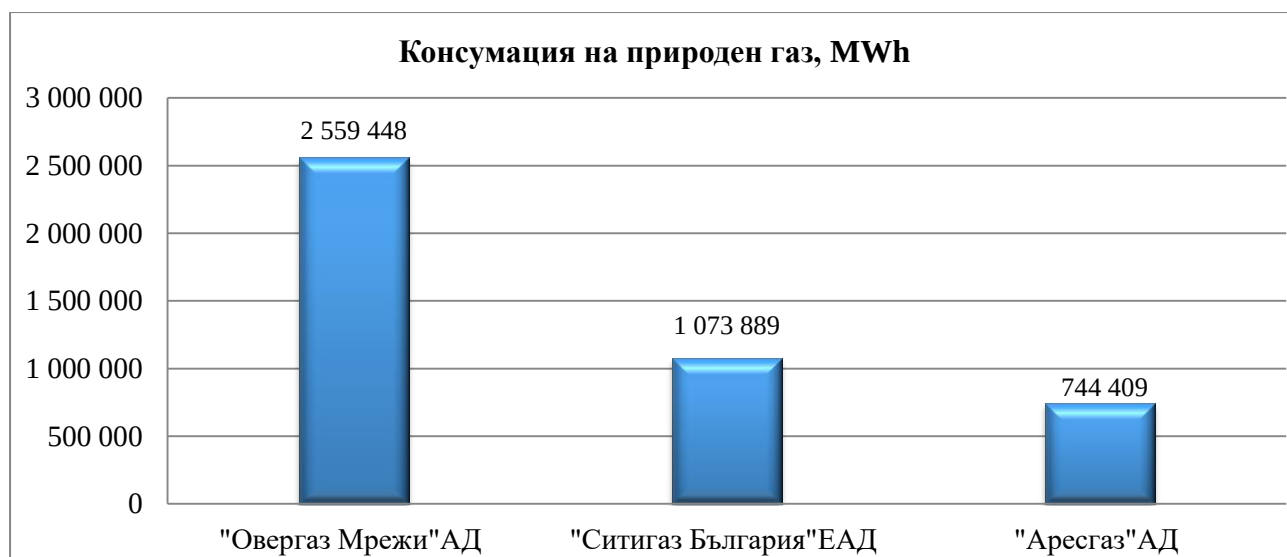
„Овергаз Мрежи“ АД обслужва най-голям брой клиенти – 100 411, което е 60% от всички клиенти на природен газ в страната, следвано от „Аресгаз“ АД със 17%, „Ситигаз България“ ЕАД със 7%, „Севлиевогаз – 2000“ АД и „Балкангаз 2000“ – с по 4%.

Общата консумация на природен газ от клиенти на газоразпределителните дружества през 2025 г. е 5 256 432 MWh, което е увеличение с 6,3% в сравнение с 2024 г., когато потреблението е било 4 946 768 MWh. Консумацията на природен газ на небитовите клиенти нараства от 3 850 658 MWh за 2024 г. на 4 036 585 MWh за 2025 г., а консумацията на битовите клиенти нараства от 1 096 110 MWh за 2024 г. на 1 219 847 MWh за 2025 г.

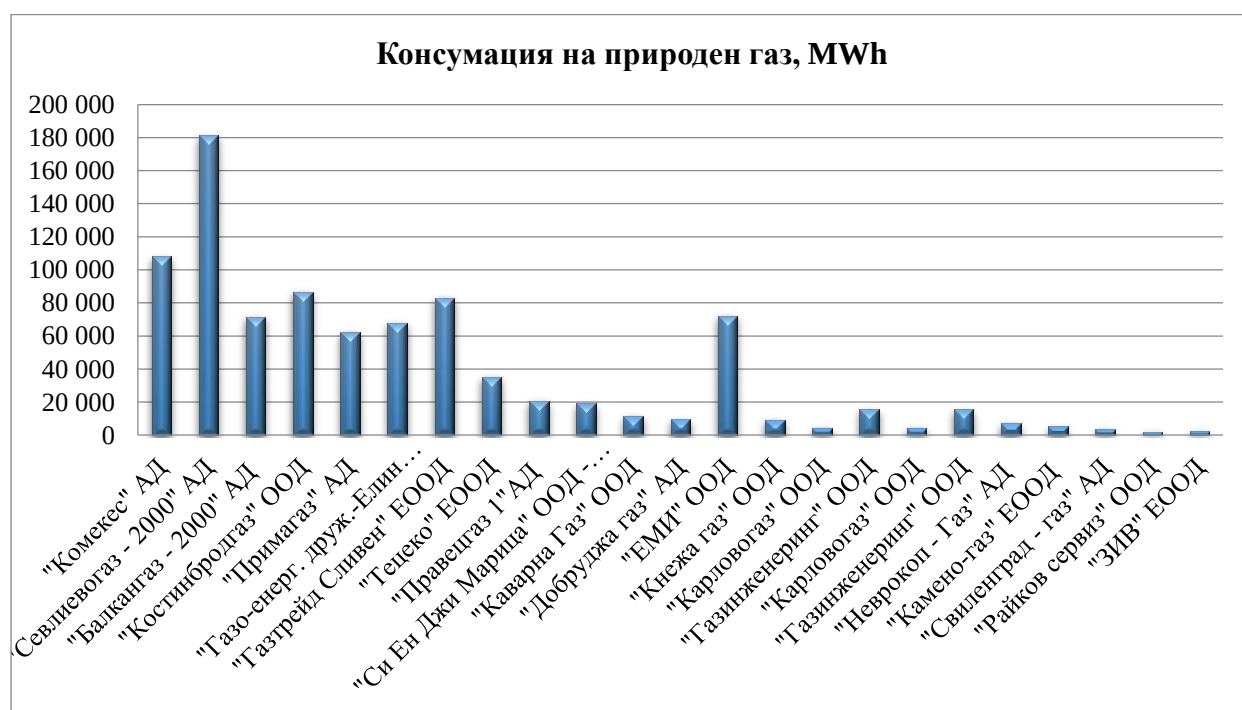
Делът на консумацията на небитовите клиенти от общата консумация за 2025 г. е 77%, а делът на консумацията на битовите клиенти е 23%.



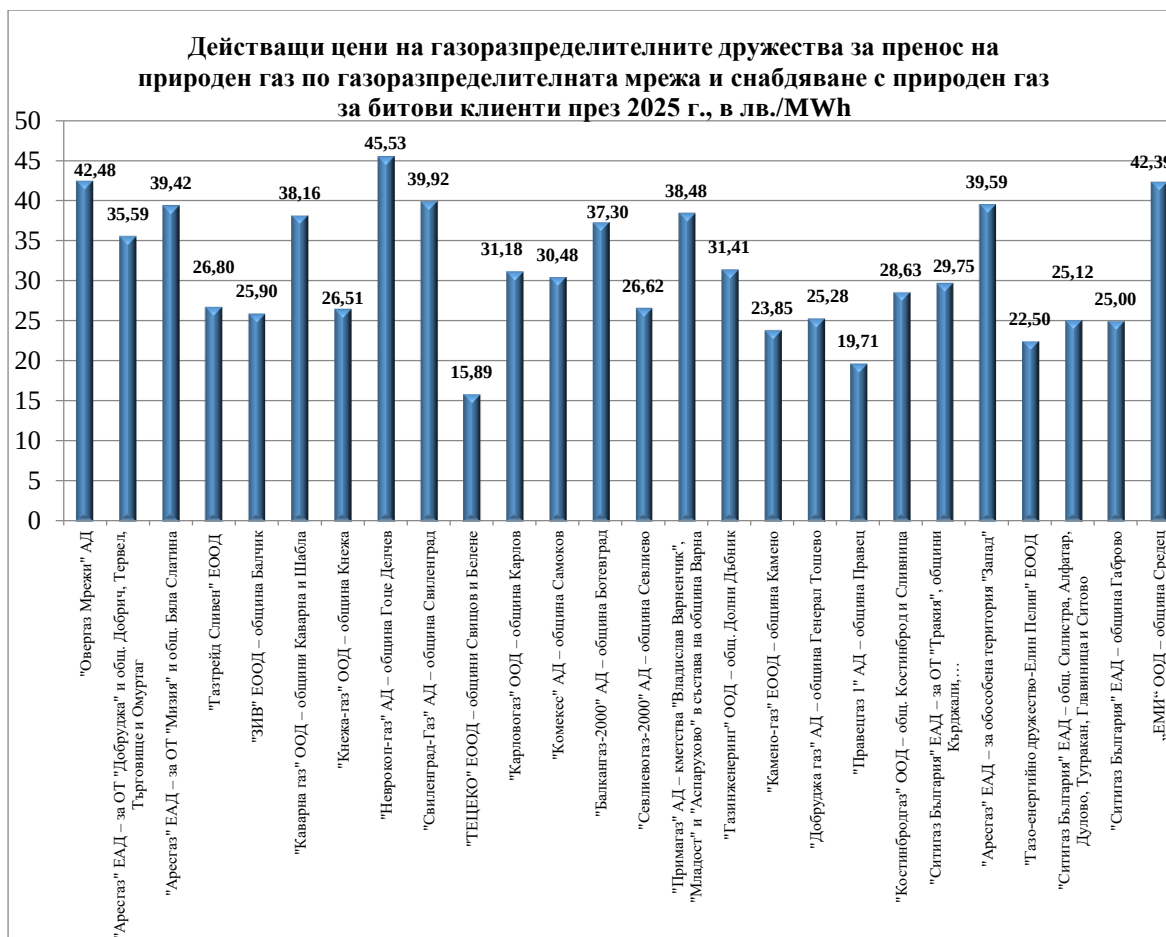
Клиентите на „Овергаз Мрежи“ АД, „Ситигаз България“ ЕАД и „Аресгаз“ АД са с най-голяма консумация на природен газ:



Консумацията на природен газ от клиентите на останалите дружества е представена на графиката:



Действащите цени за пренос и снабдяване с природен газ за битови клиенти през 2025 г. са представени на графиката:



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

При изпълнение на регулаторните си правомощия по отношение нивата на цените Комисията се ръководи от общите принципи за развиване на конкурентни и добре функциониращи регионални пазари в рамките на Европейския съюз и за предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар.

През 2025 г. КЕВР осъществяваше непрекъснат мониторинг на нивата на цените на природния газ, прозрачността на пазара, степента на неговото отваряне и развитието на конкурентната среда. В рамките на регулаторната си дейност КЕВР анализираше тенденциите при формирането на цените на природния газ, наблюдаваше функционирането на организирания борсов пазар на природен газ, условията за достъп до газопреносната инфраструктура и поведението на пазарните участници с оглед осигуряване на ефективна конкуренция и недопускане на дискриминационни практики.

КЕВР наблюдаваше развитието на пазара чрез анализ на броя на лицензираните търговци, ликвидността на организирания борсов пазар, използването на междусистемните точки и капацитета на газопреносната мрежа, както и влиянието на регионалните и международните фактори върху българския пазар на природен газ.

С НРЦПГ се определят методите за регулиране на цените на природния газ, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване; начинът за компенсиране на разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото по ЗЕ; условията и редът за образуване на цените за присъединяване към

мрежите; условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи. Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия в съответствие с изискванията на ЗЕ и НРЦПГ. Указанията, дадени от КЕВР относно образуването на цените, са задължителни за енергийните предприятия. Комисията утвърждава цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти на газоразпределителни дружества въз основа на анализ на представените в заявленията данни и на база на аргументирано обосноваване от заявителите, че предложените за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружествата да реализират заложените параметри в инвестиционната и производствената програми в одобрените им бизнес планове.

Либерализацията на пазара на природен газ заема важно място в европейската енергийна политика и е свързана със стратегическите цели за подобряване сигурността на доставките и диверсификацията на източниците на доставка на природен газ, както и изграждане на взаимносвързан и единен общеевропейски газов пазар.

Едни от основните принципи, от които се ръководи КЕВР в дейността си, са предотвратяване и недопускане на ограничаване или нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите. В изпълнение на правомощията си, Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, с цел недопускане на злоупотреба с монополно положение или ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България.

Комисията извършва контрол за развиването на газовите мрежи в полза на всички участници, което ще гарантира достатъчен и разполагам за всички капацитет, следи за недопускане ограничаването и нарушаването на конкуренцията на пазара и за ефективното му функциониране.

Прилагане на Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия

С разширяването на борсовата търговия с природен газ, развитието на търговията с втечнен природен газ (LNG) и задълбочаването на интеграцията на регионалните газови пазари на Балканите се увеличава необходимостта от ефективен пазарен надзор. В изпълнение на Регламент (ЕС) № 1227/2011 КЕВР осъществява мониторинг на пазара с цел предотвратяване на пазарни манипулации и гарантиране на прозрачна и лоялна търговия. Двете платформи за търговия с природен газ в България, като лица, извършващи сделки с енергия на едро (РРАЕТ), не са докладвали до националния регулатор нито един случай на предполагаемо нарушение съгласно задължението им по чл. 15 от REMIT. Въпреки това при текущ мониторинг на пазара с енергия на едро от страна на КЕВР, длъжностни лица от дирекция REMIT установиха две нарушения през 2025 г. Едното е за неспазване на задължението за оповестяване на вътрешна информация публично, навременно и ефективно на платформа за вътрешна информация от страна на пазарния участник „Булгаргаз“ ЕАД. Дружеството е санкционирано с 5 112.92 евро (10 000 лв.) за нарушение на чл. 4 от REMIT. „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, което оперира платформата за вътрешна информация, посочена от „Булгаргаз“ ЕАД в CEREMP, е санкционирано със същата сума, затова, че не е известно КЕВР за нарушението съгласно задължението му по чл. 15 от Регламента.

3.1.9. Защита на потребителите и уреждане на спорове

Защитата на правата и интересите на потребителите на природен газ е гарантирана чрез разпоредбите на ЗЕ и подзаконовите нормативни актове, които уреждат отношенията

между енергийните предприятия и клиентите при спазване на принципите на прозрачност, равнопоставеност и недискриминация.

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 неправителствени организации за защита на потребителите.

Като специализиран държавен орган КЕВР 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 се изготвят от енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес. Този вид договори имат регламентирано в ЗЕ задължително съдържание, с което се гарантират правата на клиентите. Договорите задължително съдържат срок на договора; условията за временно преустановяване, за прекратяване на тяхното предоставяне и на договора; правата на потребители на енергийни услуги, включително информацията относно процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби; условията за едностранно прекратяване на договора от ползвателя на енергийни услуги, включително при промяна на договорните условия и цени, вкл. и възможността за такова прекратяване без допълнително плащане. В тях са предвидени ред и условия за прихващане и възстановяване на суми при неспазване на изискванията за качество на договорените услуги. 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. КЕВР следи в одобрените от нея общи условия да е включено съдържанието на издаваните от енергийните предприятия фактури или сметки, които отразяват действителната консумация и съдържат конкретни данни за номера на измервателния уред, консумацията на природен газ за отчетния период, дължимия данък върху добавената стойност (ДДС) и разбивка на цената по компоненти, ако такива са утвърдени.

Енергийните предприятия предоставят информация на своите клиенти, в т.ч.: начините на плащане; цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност; процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си, включително изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби и 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. Информацията се представя във фактурите или заедно с тях в информационни материали и на интернет страниците на енергийните предприятия. По този ред доставчиците на природен газ предоставят на потребителите на енергийни услуги и контролен списък, приет от Европейската комисия, съдържащ практическа информация за техните права.

Енергийните предприятия предоставят на клиентите подробни данни за потреблението, за който и да е ден, седмица, месец и година при използване на интелигентни системи за измерване чрез предоставяне на крайния клиент чрез интернет или чрез интерфейса на измервателния уред на данни за период, не по-кратък от 24 предходни месеца, или за периода от влизането в сила на договора за доставка, ако той е по-кратък. Доставчиците на природен газ осигуряват на клиентите широк избор на методи на плащане, включително системи за авансови плащания, които са справедливи и отразяват адекватно вероятното потребление. Енергийните предприятия уведомяват своите потребители на

енергийни услуги – битови клиенти, за всяка предложена промяна на договорните условия и цените на предоставяните услуги, както и за правото на потребителите едностранно да прекратят договора в срок от 30 дни от датата на уведомяването, ако не приемат новите условия и/или цени. Крайният снабдител информира клиента, заедно с фактурата за последния месец на всяко шестмесечие, когато отчетената консумация на природен газ на крайните клиенти за това шестмесечие е по-висока с над 50 на сто от отчетената консумация за съответното шестмесечие на предходната календарна година.

Енергийните предприятия, извършващи доставка на природен газ, осигуряват центрове за предоставяне на информацията на потребителите на енергийни услуги, както и за работа с тях.

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 втечнен природен газ, свързани с изпълнението на задълженията им по ЗЕ; клиенти срещу доставчици на енергия и природен газ, включително крайни снабдител, свързани с изпълнението на задълженията им по ЗЕ; както и лицензианти срещу лицензианти, свързани с изпълнението на лицензионната дейност по ЗЕ.

КЕВР може да съдейства за доброволно уреждане на спора по подадена жалба. Процедурата е доброволна и поверителна. При доброволното уреждане на спорове регулаторът не се произнася с решение, а процедурата завършва със споразумение. Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, Комисията взема решение по жалбата в срок от два месеца след получаването ѝ.

КЕВР проверява периодично изпълнението от страна на лицензиантите на задълженията им, свързани със създаване на специализирано звено за работа с потребителите в структурата на дружеството, в което трябва да е назначен достатъчен на брой и квалифициран персонал; поддържане на достатъчен брой центрове за работа с клиентите за покриване нуждите на лицензионната територия; предоставяне на услуги на клиентите в съответствие с показателите за качеството на снабдяването с природен газ, приети от Комисията; поддържане на система за управление на качеството на лицензионната дейност, сертифицирана от независима компетентна организация; поддържане на система за приемане и обработка на жалби.

Жалби, получени в Комисията за енергийно и водно регулиране

През 2025 г. в КЕВР за сектор „Природен газ“ са подадени общо 16 жалби. От тях 12 са от компетентността на Комисията, а 4 са препратени по компетентност на други институции.

В графиката по-долу е представена информация за подадените жалби по години за периода 2022 – 2025 г.:



През 2025 г. се наблюдава нисък брой на жалбите, подадени до Комисията, което се дължи и на обстоятелството, че енергийните предприятия предоставят на своите клиенти необходимата информация относно правата и задълженията им, регламентирани в Общите условия на договорите и Правилата за работа с потребителите, включително реда за подаване и разглеждане на жалби. Наред с това дружествата своевременно разглеждат постъпилите жалби и удовлетворяват основателните от тях. От 167 715 клиента на природен газ, жалби са подадени от 16 клиента, което представлява 0,01% от тези клиенти.

Като основна причина за незначителния брой жалби 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.

В рамките на 2025 г. Комисията се произнесе с решения по 13 бр. жалби. Четири от решенията са по жалби, получени през 2024 г. и девет жалби, получени през 2025 г.:

По три от подадените през 2025 г. жалби Комисията се произнесе с решения през настоящата 2026 г.

Жалби, получени в газоразпределителните дружества

Броят на подадените през 2025 г. в газоразпределителните дружества жалби от клиенти е 43 бр. Клиентите, които са подали тези жалби, са 0,03% от всички 167 715 клиента на ГРД за 2025 г. Броят на подадените жалби в газоразпределителните дружества остава непроменен спрямо броя на подадените жалби през 2024 г.

Показатели по отношение на битовите клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Брой битови клиенти на природен газ	138 087	144 130	149 556	154 090	158 869
Брой битови клиенти, на които е спряно газоподаването поради неплащане	2 493	2 981	2 088	2 316	1 947
Брой на битовите клиенти, които се отчитат с интелигентни разходомери	14 316	45 409	74 356	92 065	103 194

Наблюдава се тенденция за съществено увеличаване на броя на монтираните интелигентни разходомери на битови клиенти, който нараства от 14 316 бр. през 2021 г. на 103 194 бр. през 2025 г. Към края на 2025 г. делът на битовите клиенти с монтирани интелигентни разходомери достигна 65 %, при 10 % към края на 2021 г.

Средният процент на битови клиенти, на които в периода 2021 г. – 2025 г. е спряно газоподаването поради неплащане, е относително постоянен – под 2%.

3.2. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО има правомощия)

Министерството на енергетиката е държавната институция, която провежда енергийната политика на Р България. Министърът на енергетиката е компетентният орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла чл. 3 ал. 2 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламент (ЕС) 2017/1938). Съгласно чл. 8, пар. 2, букви „а“ и „б“ от Регламент (ЕС) 2017/1938 компетентният орган на всяка държава членка, след като се консултира с предприятията за природен газ, съответните организации, представляващи интересите на битовите и промишлените клиенти, снабдявани с газ, включително производителите на електроенергия, операторите на електропреносни системи и националния регулаторен орган, когато той е различен от компетентния орган, изготвя: превантивен план за действие, съгласно чл. 9 от Регламента, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или намаляване на рисковете, установени в общите и националните оценки на риска, включително въздействието на мерките за енергийна ефективност и мерките от страна на търсенето; план за действие при извънредни ситуации, съдържащ мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсването на доставките на газ, в съответствие с чл. 10 от Регламента. В изпълнение на изискването на Регламента е създадена междуведомствена работна група, назначена със заповед на министъра на енергетиката, която изготвя цитираните документи. В състава на тази група са включени представители на КЕВР, които участваха в процеса на изготвяне на документите.