

ПРОТОКОЛ

№ 203

София, 12.10.2015 година

Днес, 12.10.2015 г. от 11:05 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от Евгения Харитонова – член на КЕВР.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Валентин Петков и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“ и експерти на КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект за решение относно постъпило заявление с вх. № Е-15-45-11 от 30.04.2015 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г.

Работна група: Е. Маринова, Р. Тахир, А. Иванова, С. Станкова,
Г. Дечева, К. Лазарова, М. Димитров, С. Денчева, В. Василева

2. Становище относно изпълнение на решение по Протокол № 177 от 31.08.2015 г., т. 4 на Комисията за енергийно и водно регулиране, с което на дирекция „Правна“ е дадено задължително указание да изготви становище по искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД.

Работна група: Е. Маринова, Й. Велчева

По т.1. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-11 от 30.04.2015 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно одобрение на **Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-249 от 14.08.2015 г., както и събраните данни от проведено на 14.09.2015 г. обществено обсъждане, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило за-

явление с вх. № Е-15-45-11 от 30.04.2015 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 112 и сл. от [Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката \(НЛДЕ\)](#), операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията ежегодно до 30 април 10-годишен план за развитие на преносната мрежа. При изготвянето на 10-годишния план за развитие на преносната мрежа, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като взема предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, и се съобразява с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения 10-годишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на газопреносни системи на територията на Европейския съюз (ЕС) е предвидено и в чл. 22 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО. Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

След проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. В изпълнение на изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувал на интернет страницата си проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, одобрен с Решение по Протокол № 79 от 02.04.2015 г. от заседание на Управителния съвет на дружеството, като е обявил публична консултация на проекта. В заявлението „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията не са постъпили становища. Дружеството информира, че е била осъществена кореспонденция с Министерство на енергетиката (МЕ) по повод възможността да бъдат включени допълнителни проекти в Общностния десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. В тази връзка, МЕ е изразило пълна подкрепа за допълнително включване в Общностния план на проектите, необходими за реализиране на концепцията за газов хъб в България и за реализацията на проекта Eastring на териториите на България, Унгария и Румъния. Поради необходимостта от пълно съответствие между Общностния и Националния десетгодишен план, същите са били включени в окончателния вариант на 10-годишния план, който е представен на КЕВР.

В КЕВР е представен за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г., одобрен с Решение по Протокол УС № 82 от 30.04.2015 г. от заседание на Управителния съвет на дружеството.

Десетгодишният план съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ, по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“). Представено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и основните входно-изходни точки от газопреносната мрежа. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона, количеств-

вата от внос и местен добив на природен газ за 2014 г. в България, основните участници на пазара на природен газ, както и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2005-2014 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод за същия период по държави, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2013 г. и 2014 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2015-2024 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2015-2019 г.; прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 по Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския Парламент и на Съвета от 20 октомври 2010 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на 20 г. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества газ за задоволяване на търсенето на природен газ в района. Разработени са два основни сценария за изпълнение на изискванията относно стандарта за инфраструктура при формулата N-1, а именно: базов (съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2015 г.) и целеви (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и нови находища от местен добив). Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на Р България за един ден на изключително голямо търсене на газ.

Същевременно, при реализация на проектите от „общ интерес“, България ще изпълни стандарта за инфраструктура до 2017 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: за модернизиране на националната газопреносна инфраструктура, за модернизиране на компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

Предвидените за периода 2015-2024 г. инвестиции ще допринесат за постигането на следните основни цели:

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

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар, диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ, което ще

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

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

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

Представеният в КЕВР Десетгодишен план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

I. График за изпълнение на планираните инвестиции, съдържащ:

Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2017 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2017 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ 2015-2017 г.	
1. Инвестиции за Компресорни станции	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
Мероприятия по привеждане на компресорните станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. реконструкция на компресорни станции „Ихтиман”, „Петрич”, „Лозенец”, „Странджа” чрез интегриране на нискоемисионни ГТКА и преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери на компресорни станции „Провадия”, „Странджа” и „Кардам 2”.	2015-2016 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2015-2017 г.
1.2.Национална газопреносна мрежа	
Модернизация на системи за автоматично управление (САУ) на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец“	2015-2017 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2015-2017 г.
2. Инвестиции на съществуващи АГРС	
2.1.Национална газопреносна мрежа	

Реконструкция и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: Девня, Септември, Перник, Иваняне, Русе - Запад, Исперих, и др.	2015-2017 г.
3. ПГХ Чирен	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения	2015-2016 г.
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА	
1. Национална газопрепосна мрежа	
Изграждане на нови измервателни линии на ГРС „Бургас”, ГРС „Ловеч”, АГРС „Севлиево” и др.	2015-2017 г.
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня.	2015-2017 г.
2. Съхранение на природен газ	
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2015-2017 г.
Изграждане на компресорна мощност в ПГХ „Чирен” и подмяна и/или рехабилитация на надземни съоръжения	2015-2017 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Оптични кабелни магистрали: от район Ботевград до ПГХ „Чирен”, от КВ „Батулци” - КВ „Николаево” – ГРС „Плевен”, от КС „Ихтиман” до ГИС „Дупница” и в участъците КС „Полски Сеновец” – КВ „Миладиновци” – АГРС „Търговище” и КВ „Николаево” - КС „Полски Сеновец”	2015-2017 г.
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ	
Междусистемна газова връзка България-Румъния (Русе-Гюргево) – подземен преход на основна и резервна тръба	2015 г.
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско”	2015-2017 г.
IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ	
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопрепосни мрежи до нови региони от страната	
„Преносен газопровод високо налягане Добрич - Силистра и АГРС Силистра”	2015 г.
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй” и АГРС „Оряхово”	2015-2016 г.
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2015-2017 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС – АГРС „Игнатиево”; ГИС „Чирпан”, ГИС „Дерманци 2”, ГИС „Стамболово”, ГИС „Разград”	2015-2016 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2015-2024 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г. по крупни обекти	График за изпълнение
ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ	
Междусистемни газови връзки	
Свързване с Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)	2015-2017 г.

Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)	2015-2017 г.
Свързване с Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2015-2019 г.

Проектите за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г., за които предстои да бъде взето инвестиционно решение:

Таблица № 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2015-2024 г. за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ	
Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни в т.ч. преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2019 г.
Преоборудване на горивните системи на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2015-2019 г.
Проекти за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата национална газопреносна инфраструктура	2015-2019 г.
2. Национална газопреносна мрежа	
Мероприятия по привеждане на компресорна станция „Кардам” 1 в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни - преоборудване на газотурбинни агрегати с нискоемисионни камери	2017-2018 г.
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери	2015-2017 г.
3. Инвестиции в предпроектни проучвания	
Проучване за замяна на нисконадеждна техника за пренос в компресорните станции	2015-2018 г.
4. Съхранение на природен газ	
Разширяване на капацитета на ПГХ "Чирен"	2015-2019 г.

II. Инвестиционна програма за периода 2015-2024 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2015-2017 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

Таблица № 4

Програма/Раздел	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	137 162	135 151	72 199
РАЗДЕЛ 1-Изграждане на нови обекти	39 237	84 654	54 633
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	8 514	22 963	3 000
Линейна част	6 507	22 713	3 000
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	485	250	0
Комуникационни и информационни системи	1 522	0	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	18 478	29 595	24 262
Линейна част	9 242	15 829	16 462
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	30	0	0
Комуникационни и информационни системи	3 143	10 456	6 300

АГРС и ГИС	6 063	3 310	1 500
<i>Съхранение на природен газ</i>	5 373	19 060	17 670
Комуникационни и информационни системи	3	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	4 370	8 060	7 670
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 000	11 000	10 000
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	6 872	13 036	9 701
Линейна част	2 490	1 885	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 975	9 546	9 696
Комуникационни и информационни системи	2 407	1 605	5
РАЗДЕЛ 2-Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	86 937	41 769	10 566
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	71 124	20 154	4 450
Линейна част	2 642	680	150
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	68 482	19 474	4 300
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	7 028	11 397	5 786
Линейна част	2 750	620	500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 987	8 198	3 802
АГРС и ГИС	1 291	2 579	1 484
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 387	9 588	0
Комуникационни и информационни системи	350	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 434	9 588	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	603	0	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 398	630	330
Линейна част	463	130	330
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	415	0	0
Комуникационни и информационни системи	20	0	0
Централно диспечерско управление	500	500	0
РАЗДЕЛ 2-Доставка на машини и оборудване	10 988	8 728	7 000

Инвестиционна програма за периода 2018-2024 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	33 056	34 000	35 990	37 100	37 900	38 804	40 960
РАЗДЕЛ 1- Изграждане на нови обекти	8 873	9 800	10 250	10 800	11 300	11 817	12 644
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	2 950	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013	4 294
Национална газопреносна мрежа	4 025	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304	5 675
Съхранение на природен газ	0	0	0	0	0	0	0

Общи за разпределяне по видове дейности	1 898	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500	2 675
РАЗДЕЛ 2- Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	16 183	17 200	17 740	18 300	18 600	18 987	20 316
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 130	10 500	10 700	10 900	11 000	11 200	11 984
Национална газопреносна мрежа	3 673	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692	5 020
Съхранение на природен газ	700	800	840	850	900	953	1 020
Общи за разпределяне по видове дейности	1 680	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142	2 292
РАЗДЕЛ 3- Доставка на машини и оборудване	8 000	7 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000

Инвестиционна програма за периода 2015-2024 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица № 6

Програма/Раздел	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	2018 г. хил. лв.	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	2021 г. хил. лв.	2022 г. хил. лв.	2023 г. хил. лв.	2024 г. хил. лв.
ОБЩО:	3 595	92 326	169 220	182 260	114 000	102 000	73 000	72 000	42 000	42 000
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	470	18 266	100 000	118 000	94 000	30 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Национална газопреносна мрежа	2 725	11 120	8 020	3 060	0	70 000	60 000	60 000	30 000	30 000
Съхранение на природен газ	300	60 000	60 000	60 000	20 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Общи за разпределение:	100	2 940	1 200	1 200	0	1 000	2 000	1 000	1 000	1 000

III. Представено е подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика, а именно: новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура са и: плановете за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България подземно газово хранилище ПГХ „Чирен”, с цел то да обслужва националния и регионалния пазар, както и проектите за модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура за пренос на природен газ, които ще повишат нейната ефективност и надеждност.

Приоритет за „Булгартрансгаз” ЕАД е ефективното изпълнение на проекти от „общ интерес“ (РСИ), включени в първия списък с проекти от „общ интерес“, публикуван от Европейската комисия на 14.10.2013 г. съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския Парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура, а именно: Рехабилитация и модернизация на съществуващата газопреносна система, Междусистемна връзка Гърция-България (IGB), Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS), Проект за разширение капацитета на ПГХ „Чирен”, Проект за изграждане на ново газохранилище на територията на България и Междусистемната връзка Турция-България (ITB). Проектът за осигуряване на двупосочен капацитет в съществуващата точка на свързване между Гърция и България – Кулата/Сидирокастро е изпълнен.

1. Ефективността и развитието на единната общеевропейска газова мрежа може да се постигне чрез осъществяване на свързаност с паневропейски проекти, а именно:

1.1. Междусистемна свързаност на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД с проекта „Южен поток“ (понастоящем е налице неопределеност по отношение на концепцията за бъдещото развитие на проекта).

1.2. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб (разпределителен газов център) в България. В тази връзка разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД концепция включва следните проекти:

- Изграждане на нова инфраструктура на два етапа, състояща се от 844 км газопроводи с преобладаващ диаметър Dn 1200 от Варна до Оряхово, осигуряваща допълнителен капацитет от 42.6 млрд. м³/г. и две нови компресорни станции с обща инсталирана мощност 265 MW за осигуряване на необходимото налягане за пренос. Очаква се първият етап да бъде реализиран до края на 2019 г., а вторият до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 2 100 млн. евро;

- Модернизация на съществуващата мрежа за транзитен пренос – чрез изграждане на 50 км лупинг Dn 1200 от Провадия до село Рупча, подмяна на 20 км (2x10 км) съществуващи газопроводи Dn 1000 от компресорна станция (КС) „Странджа“ до границата с Турция, както и повишаване на мощността на КС „Странджа“ с 10 MW. Реализацията на проекта ще осигури нов капацитет от 6 млрд. м³/г. към Турция. Планира се проектът да бъде изграден до края на 2022 г. Очакваната инвестиция е в размер на 103 млн. евро;

- Модернизация на националната газопреносна мрежа - Северен полупръстен, чрез изграждането на 383 км лупинг Dn 700 от КС „Вълчи дол“ до линеен кран (ЛК) Нови Искър. С реализацията на този проект ще се осигури нов изходен капацитет от 4 млрд. м³/г. в направления Сърбия (през IBS), Румъния (през IBR) и ПГХ „Чирен“ (за пренос при нагнетяване и добив в размер на до 500 млн. м³/г.). Очаква се този проект да бъде реализиран до края на 2022 г., като очакваната инвестиция е в размер на 195 млн. евро.

Благоприятното развитие на гореизброените нови проекти в периода 2019-2022 г. ще осигури общо нов капацитет за пренос от 52.6 млрд. м³/г., което в пълна степен удовлетворява амбицията на България да се превърне в значим газов хъб в Югоизточна Европа. Общият размер на инвестицията за постигането на тази цел е около 2.4 млрд. евро.

1.3. Развитие на газовата инфраструктура в България във връзка с проекта Eastring:

Идейният проект предвижда реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия. Предвижда се Eastring да започне от съществуващата КС „Велке Капушани“ в Словакия, да премине през територията на Унгария и да достигне до румъно-българската граница в района на село Кардам. Разглеждат се различни варианти на трасе, според които дължината на газопровода варира между 744 км и 1 015 км, а капацитетът между 20 и 40 млрд. м³/г. Концепцията, разработена на този етап от „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда изграждането на нов газопровод от района на село Странджа в близост до границата с Турция до района на село Кардам в близост до границата с Румъния, с дължина 258 км, диаметър Dn 1 400 и работно налягане 75 bar, както и изграждане на нова компресорна станция в района на село Странджа с инсталирана мощност 60 MW. Капацитетът на новия газопровод е 20 млрд. м³/г., а очакваната инвестиция е в размер на 700 млн. евро. Очакваният срок за изпълнение е средата на 2022 г. С изпълнението на проекта ще бъде осигурен коридор за доставки на природен газ между България, газовите пазари на Централна Европа, Западна Европа и Турция;

2. Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни: Междусистемна газова връзка България – Румъния (IBR); Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB); Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS); Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB).

3. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ: увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен” и възможности за нови газови хранилища в България.

4. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, извършвани в момента: изграждане на преносен газопровод до Силистра; изграждане на преносен газопровод до Козлодуй и Оряхово; газопроводно отклонение Разлог – Банско; газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп; газопроводно отклонение до Свищов и газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря в етап на проучвателни дейности.

5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура: модернизация на компресорни станции „Странджа”, „Лозенец”, „Петрич” и „Ихтиман”; модернизация на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на Газокомпресорен агрегат (ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”; изграждане на очистни съоръжения (пускови и поемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас и Димитровград; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско”; изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград – Чирен, Батулци – Николаево – Плевен, Полски Сеновец – Търговище и Николаево – Полски Сеновец.

6. Междусистемни връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти в обхванатия период. Към настоящия момент не са изяснени източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на България. В тази връзка са възможни различни варианти за степента на използваемост на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз” ЕАД. Планираните дейности в периода 2015-2024 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз” ЕАД ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който да позволи разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната. Реализирането на всички горепосочени проекти е взаимосвързано и ще допринесе за ефективността и развитието на общоевропейската газова мрежа. Очакваният резултат от изпълнението на представения Десетгодишен план е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз” ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на България в значим регионален газов център - хъб.

В резултат на извършения анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2014 г. се установи следното:

С писмо вх. № Е-15-45-9 от 06.04.2015 г. „Булгартрансгаз” ЕАД е представило годишен доклад за дейността на оператора на газопреносна мрежа през 2014 г. С писмо изх. № Е-15-45-11 от 18.06.2015 г. на КЕВР от „Булгартрансгаз” ЕАД е изискано да представи прогнозните и отчетните данни за 2014 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2014-2023 г. С писмо вх. № Е-15-45-11 от 25.06.2015 г. дружеството е внесло в ДКЕВР справка за извършените инвестиции по дейности за 2014 г.

Разпределението на вложените средства за 2014 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е, както следва:

Таблица № 7

Разпределение на средствата по лицензионни дейности за 2014 г.	Инвестиции ПИП и ИП План (хил. лв.)	Инвестиции ПИП и ИП Отчет (хил. лв.)	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка План (хил. лв.)	Текущи инспекции, ремонти и поддръжка Отчет (хил. лв.)	Общо План (хил. лв.)	Общо Отчет (хил. лв.)	Изпълнение %
Пренос по транзитна газопрепосна мрежа	68 560	84 545	5 528	3 837	74 088	88 382	119%
Пренос по национална газопрепосна мрежа	20 052	3 617	6 689	2 551	26 741	6 168	23%
Съхранение на пр.газ	4 511	235	9 877	373	14 388	608	4%
Общи за разпределяне по видове дейности	24 487	6 144	2 633	449	27 120	6 593	24%
Общо:	117 610	94 541	24 727	7 210	142 337	101 751	71%

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за прединвестиционна подготовка, инвестиции и експлоатационна поддръжка за 2014 г. е в размер на 101 751 хил. лв., т. е. 71% изпълнение. Най-голямо неизпълнение се отчита в дейността „съхранение на природен газ“ - едва 4% от предвидените инвестиции за 2014 г.

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е разгледано и анализирано въз основа на изготвените от дружеството финансови отчети, като са съпоставени данните за 2013 г. и 2014 г.

Анализът и динамиката на структурата на приходите показва, че основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“. Допълнително, като приход в отчета за всеобхватния доход е записана стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата. В тази връзка, в счетоводния отчет природният газ за технологични нужди е представен и в приходната и в разходната част.

Сравнението на приходите на дружеството за 2013 г. и 2014 г. показва, че общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2014 г. възлиза на 377 941 хил. лв., като е отчетено намаление спрямо 2013 г. от 5.75% или 23 049 хил. лв.

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до клиенти в страната, съхранение на природен газ, трансграничен пренос, безвъзмезден газ по транзитния газопровод, както и други приходи от дейността. През 2014 г. нетните приходи от продажбите представляват 96% от общия размер на приходите и са в размер на 363 529 хил. лв. или с 6.96% по-малко от тези през 2013 г. В общата структура на приходите, реализирани през 2014 г., с най-голям относителен дял от 47.68% заемат приходите от транзитен пренос на природен газ, възлизащи на 173 331 хил. лв. Отчетните приходи от транзитен пренос на природен газ, съпоставени с отчетните данни за 2013 г. са увеличени с 0.95%, независимо от намалението на фактически транзитираните количества природен газ с 6.27%. Увеличението на приходите се дължи на увеличената транзитна такса и на повисокия среднопретеглен (съгласно условията по договора за транзитен пренос) курс USA/BGN през 2014 г., съпоставен с този за 2013 г.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ в страната през 2014 г. е 13.96%, като са реализирани приходи с 4 442 хил. лв. по-малко от реализираните през

2013 г. Намалението е вследствие на по-малко пренесените количества природен газ, както и относителното намаление на потреблението на природен газ в страната в сравнение с 2013 г. През отчетния период януари – декември 2014 г., сравнен със същия период на 2013 г. се наблюдава намаление на приходите от съхранение на природен газ с 58.60%, което се дължи на по-малките търговски обеми съхранен природен газ в ПГХ „Чирен“.

В общия обем приходи от дейността е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 135 700 хил. лв. Този газ се използва за гориво на компресорните станции по транзитния газопровод и не носи реален приход на дружеството. При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ за транзитен пренос и приходите от финансовата дейност, се забелязва, че приходите от основната дейност за 2014 г. бележат спад спрямо тези за 2013 г. с 4 711 хил. лв. или с 2.03%, дължащ се основно на намалените приходи от дейностите пренос и съхранение.

Анализът и динамиката на структурата на разходите показва, че структурата на отчетените от „Булгартрансгаз“ ЕАД оперативни разходи се състои от технологични разходи и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2013 г. и 2014 г. показва следното:

Технологичните разходи представляват 56% за 2013 г. и 50% за 2014 г. от общия обем оперативни разходи. В тях са включени разходи за: пренос на природен газ до клиенти в страната, съхранение на природен газ и трансграничен пренос на природен газ. Размерът на технологичните разходи през 2014 г. е 147 560 хил. лв. или с 21 876 хил. лв. (12.91%) по-ниски в сравнение с данните от 2013 г.

Разходите по икономически елементи за 2014 г. са в размер на 144 959 хил. лв. и представляват 49.56% от оперативните разходи. Като цяло, разходите по икономически елементи бележат ръст със 7.37% или с 9 944 хил. лв., от които: разходите за материали се увеличават с 25.99%, разходите за външни услуги с 22.28% и други разходи със 17.02%. Разходите за амортизации намаляват през 2014 г. с 844 хил. лв. спрямо 2013 г. или 1.19%.

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2014 г. са с 11 932 хил. лв. или с 3.92% по-ниски от отчетените през 2013 г. Намалението на оперативните разходи се дължи основно на намалението на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ с 22 473 хил. лв. или с 14.21%, на намалението на технологичните разходи за съхранение на природен газ с 96 хил. лв. или с 4.33%, както и на намалението на амортизациите с 844 хил. лв. или с 1.19%. Намалението на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ се дължи на по-малките количества отчетен технологичен газ през 2014 г. спрямо отчетните количества през 2013 г., както и намаление на среднопретеглената цена, по която е осчетоводен безвъзмездният газ за 2014 г. в размер на 573.52 лв./1000 м³, съпоставена с тази през 2013 г. в размер на 599.63 лв./1000 м³.

Финансовите разходи през 2014 г. намаляват спрямо 2013 г. с 75.14% или с 2 667 хил. лв., като през 2013 г. са били в размер на 3 549 хил. лв., а през 2014 г. в размер на 882 хил. лв. Общо разходите през 2014 г. намаляват с 12 808 хил. лв. спрямо 2013 г. или с 4.18%

От извършения анализ на приходите и разходите е видно, че приходите от лицензионните дейности покриват извършените от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи.

Сравнението на активите, пасивите и собствения капитал за 2013 г. и 2014 г. показва следното:

Към края на 2014 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 078 596 хил. лв., като стойността им е нараснала с 56 461 хил. лв. или с 2.79% спрямо отчетната 2013 г. Дълготрайните активи представляват 85.13% от общата стойност на активите на дружеството. През 2014 г. стойността на дълготрайните активи се е увеличила с

4.10% в сравнение с 2013 г. Най-голям дял в дълготрайните активи имат „имоти, машини, съоръжения и оборудване“, в чиято стойност е включена стойността на „предплащания за активи“ в размер на 1 675 995 хил. лв. или 80.63% от дълготрайните активи на дружеството. Дълготрайните материални активи са увеличени с 23 041 хил.лв. или с 1.39% спрямо стойността им към края на 2013 г., което се дължи на изпълнението на инвестиционната програма на дружеството. Балансовата стойност на нематериалните активи е увеличена с 15.12% или от 1 997 хил. лв. за 2013 г. на 2 299 хил. лв. към края на 2014 г.

Дългосрочните вземания са в размер на 58 286 хил. лв., като от тях 67 хил. лв. са платени гаранционни договори по депозити и бележат намаление с 34.95% спрямо отчетените през 2013 г., а останалите 58 219 хил. лв. са дългосрочни вземания на дружеството от „Корпоративна търговска банка“ АД (КТБ).

Краткотрайните активи са в размер на 309 048 хил. лв., от които стоково-материални запаси 109 851 хил. лв., търговски и други вземания в размер на 22 041 хил. лв., вземания от свързани лица са 68 865 хил. лв. В сравнение с 2013 г. стойността на краткотрайните активи към края на 2014 г. е намалела с 4.13% или с 13 303 хил. лв. Намалението на краткотрайните активи се дължи, както на намалението на вземанията от свързани лица с 45 156 хил. лв. (върнат целеви заем от „Български енергиен холдинг“ ЕАД в размер на 100 000 хил. лв.), така и на записването на паричните наличности в КТБ в размер на 58 219 хил. лв. в отчета за финансовото състояние като дългосрочни вземания от финансови институции.

Значително увеличение бележат материалните запаси с 81 137 хил. лв., като увеличението в основната част се дължи на изпълнение на наложени със заповед на Министъра на икономиката и енергетиката задължения към обществото за закупуване и съхранение в ПГХ „Чирен“ на 140 млн. м³ природен газ, с цел осигуряване на сигурността на доставките на природен газ в страната.

Сравнението на финансовите показатели на дружеството за 2013 г. и 2014 г. показва следното:

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди данъци/нетен размер на приходите от продажби) за отчетната 2014 г. е 0.37 и показва, че всеки 1 лев приход носи съответно от 0.37 лв. печалба.

Коефициентът на ефективност на разходите (приходи/разходи) е 1.24 и показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1.24 лв. приходи през периода януари – декември 2014 г.

Коефициентът на обща ликвидност за отчетната 2014 г. е 29.25 и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява по-добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност към 31.12.2014 г. е 19.03 и показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на финансова автономност към 31.12.2014 г. е 11.08 и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над 1-ца показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задължияност показва степента на зависимост на дружеството от своите кредитори за уреждане на задълженията си, като показва колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал, т.е. отчитат 0.08 лв. задължения на 1 лв. собствен капитал към 31.12.2014 г.

Коефициентът на финансиране на дълготрайните активи показва каква част от дълготрайните активи се финансира за сметка на постоянния капитал. Стойността му към 31.12.2014 г. е 1.17 и показва, че дружеството има наличен нетен оборотен капитал.

Коефициентът на финансиране на краткотрайните активи на дружеството е 6.20 към края на 2014 г. и дава представа за частта на краткотрайните активи, която е формирана от собствените оборотни средства.

Сравнението на финансовите резултати от дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва, че за 2013 г. дружеството е реализирало нетна печалба в размер на 85 095 хил. лв., докато за 2014 г. същата е намалела на 75 690 хил. лв. или намаление с 11.05%.

Въз основа на анализ на горепосочените показатели може да се направи извода, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние безпроблемно да продължи да изпълнява задълженията си, произтичащи от чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ), във връзка с осъществяването на правомощията си по регулиране на дейността на независим преносен оператор на газопреносни мрежи, Комисията одобрява 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на [НЛДЕ](#). На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно 10-годишния план за развитие на преносната мрежа, като организира обществено обсъждане на плана. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване, дали 10-годишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с 10-годишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Резултатите от извършения анализ на представения със заявление с вх. № Е-15-45-11 от 30.04.2015 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г. са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-249 от 14.08.2015 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 178 от 08.09.2015 г., т. 2. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 14.09.2015 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на заявителя, както и на Министерство на енергетиката, Гражданско движение „ДНЕС“ и Движение „ДЕН“, Граждански контрол. Представителят на Министерство на енергетиката е заявил, че подкрепя Десетгодишния план. Присъстващите лица не са направили възражения по обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад, и не са направили предложения за изменение и допълнение на Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. В предоставения на заинтересованите лица 14-дневен срок в Комисията не са постъпили становища и предложения.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с 10-годишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обmena с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Изказвания по т.1:

Докладва Е. Маринова. Осъществени са изискванията се по закон процедури. Проведено е обществено обсъждане, в хода на което не са постъпили становища от заинтересованите лица. Работната група предлага Комисията да одобри Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015 - 2024 г.

Е. Харитоновата прочете предложеното от работната група решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8, във връзка с чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2024 г.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Е.Харитоновата, С.Тодорова, Р.Осман, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, В.Петков) , от които **четири гласа** (Е.Харитоновата, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа становище относно изпълнение на решение по Протокол № 177 от 31.08.2015 г., т. 4 на Комисията за енергийно и водно регулиране, с което на дирекция „Правна“ е дадено задължително указание да изготви становище по искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. от „Видахим“ АД за даване на задължителни указания на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) да закупи допълнително количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство в размер на 15 223 МВтч по цената, определена за ценовия период: 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. Дружеството аргументира искането си с факта, че за предходния ценови период, а именно: 01.07.2014 г. – 30.06.2015 г., КЕВР с Решение № Ц-11 от 30.06.2014 г. е определила на заводската централа на „Видахим“ АД прогнозно количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 137 514 МВтч, а централата за този период е произвела 122 291 МВтч, поради което от определените с посоченото решение количества са останали непроизведени такива в размер на 15 223 МВтч. В тази връзка „Видахим“ АД предлага Комисията да разгледа и одобри включване на неизползваното количество електрическа енергия към настоящия ценови период, като по този начин количеството за производство на високоефективна електрическа енергия на „Видахим“ АД за ценовия период 01.07.2015 г. - 30.06.2016 г. ще стане 40 823 МВтч.

Във връзка с горепосоченото искане на „Видахим“ АД със Заповед № Е-3-169 от 10.08.2015 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която е извършила извънредна проверка на дейността дружеството по лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия. За резултатите и констатациите от извършената проверка е съставен Констативен протокол № 01-03-001 от 12.08.2015 г. и е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-251 от 17.08.2015 г. Докладът на работната група е разгледан на проведено на 31.08.2015 г. закрито заседание на КЕВР, във връзка с което с решение по Протокол № 177 от 31.08.2015 г., т. 4 КЕВР е възложила на дирекция „Правна“ да изготви становище по искането на „Видахим“ АД.

След анализ на събраните документи във връзка с искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД се установи следното:

Дружеството не е посочило правна квалификация за подаване, респективно за произнасяне по подаденото искане. Подаденият от „Видахим“ АД документ е озаглавен „искане“, съдържащо такова за даване на „указание от КЕВР на НЕК ЕАД задължително да изкупи допълнителното количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство в размер на 15 223 МВтч по определените цени за новия ценови период“.

Съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР има правомощия да дава указания, които са задължителни за лицензиантите, в следните случаи:

- в хипотезата на чл. 22, ал. 5 от ЗЕ, а именно в случаите, когато Комисията приеме жалба за основателна, с решението си дава задължителни указания по прилагането на закона. Настоящият случай не е такъв, тъй като искането на „Видахим“ АД няма характера на жалба срещу НЕК ЕАД. Освен това, „Видахим“ АД не излага твърдения, нито при проверката от работната група по Заповед № Е-3-169 от 10.08.2015 г. е установено нарушение от страна на НЕК ЕАД. Последното обстоятелство изключва приложимостта на чл. 201, ал. 2, т. 1, б. „а“ от ЗЕ за налагане на принудителна административна мярка, изразяваща се в писмено разпореждане от Комисията НЕК ЕАД задължително да предприеме определени действия в определен срок.

- в хипотезата на чл. 36, ал. 1 от ЗЕ, когато указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените, са задължителни за енергийните предприятия. Тази разпоредба също е неприложима, тъй като касае указания относно образуването на цените, а не относно тяхното приложение, каквото е искането на „Видахим“ АД.

По аргумент от чл. 13, ал. 8 от ЗЕ, извън специалните правила на ЗЕ и подзаконовите актове по прилагането му, регламентиращи основанията и реда за образуване на административни производства пред Комисията, приложимост могат да намерят разпоредбите на Административнопроцесуалния кодекс (АПК). В тази връзка съгласно чл. 24, ал. 1 от АПК производството по издаване на индивидуален административен акт започва по инициатива на компетентния орган или по искане на гражданин или организация, а в предвидените в закона случаи - на прокурора, омбудсмана, по-горестоящия или друг държавен орган. За законосъобразното провеждане на административно производство и приключването му с валиден и допустим краен акт е необходимо искането да е от компетентността на административния орган (чл. 4, ал. 1 от АПК, по силата на който административните органи действат в рамките на правомощията си, установени от закона).

От гореизложеното може да се направи извод, че не са налице правни основания КЕВР да дава задължителни указания на НЕК ЕАД по подаденото от „Видахим“ АД искане.

Следва да се отбележи, че „Видахим“ АД неправилно е реферирало към понятието „квоти“ за изкупуване, в която връзка е направило искане за разглеждане на възможността за прехвърляне на количества електрическа енергия, т.е. от квотата за една година към квотата за друга година. Предвид разпоредбата на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ КЕВР не определя „квоти“ за задължително изкупуване на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, а общественият доставчик, съответно крайните снабдители са длъжни да изкупят от производители, присъединени към съответната мрежа, електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия по преференциални цени **до размера на количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, определени с решение на Комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите.**

Съгласно чл. 15 от Раздел I „Ценообразуващи елементи“ на Глава втора „Образуване на цените“ от Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическа-

та енергия (НРЦЕЕ), количества електрическа енергия, определени с решение на Комисията за определяне на индивидуална цена за инсталациите, са ценообразуващ елемент. Същият се определя чрез утвърждаване от Комисията на прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително произведена или пренесена електрическа енергия, като преценката се извършва въз основа на оценка на прогнозния електроенергиен баланс, представен от електроенергийния системен оператор по реда, предвиден в Правилата за управление на електроенергийната система и на прогнозните количества, представени от енергийните предприятия. В тази връзка съгласно чл. 47, ал. 1, т. 2 от НРЦЕЕ за енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът "норма на възвръщаемост на капитала", проектът на решението, съответно решението за утвърждаване/определяне на цени, съдържа и прогнозните количества електрическа енергия за следващия ценови период.

Цитираните разпоредби, в своята съвкупност, обуславят извода, че законодателят в чл. 162 от ЗЕ, е визирал прогнозните количества електрическа енергия като ценообразуващ елемент на цените на електрическата енергия, който е и част от задължителното съдържание на издавания от КЕВР административен акт – решение за определяне на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинирано производство.

Следователно, изменение на прогнозните количества електрическа енергия може да бъде осъществено чрез способите за изменение на индивидуалния административен акт на КЕВР за определяне на преференциалната цена на електрическата енергия от комбинирано производство на „Видахим“ АД. Това от своя страна обуславя извода, че не е допустимо изменение на утвърдените количества електрическа енергия без изменение на цената на електрическата енергия. В случая, за новия ценови период 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. на „Видахим“ АД са утвърдени цени, съответно прогнозни количества електрическа енергия, с Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. на КЕВР.

Предвид приетия от Комисията индивидуален административен акт, АПК урежда способ за изменение на такъв акт в глава седма „Възобновяване на производства по издаване на административни актове“, чл. 99 (Влязъл в сила индивидуален или общ административен акт, който не е бил оспорен пред съда, може да бъде отменен или изменен от непосредствено по-горестоящия административен орган, а ако актът не е подлежал на оспорване по административен ред - от органа, който го е издал, когато съществено е нарушено някое от изискванията за законосъобразността му или когато се открият нови обстоятелства или нови писмени доказателства от съществено значение за издаването на акта, които при решаването на въпроса от административния орган не са могли да бъдат известни на страната в административното производство). В случая, тази разпоредба е неприложима, тъй като „Видахим“ АД е обжалвало Решение № Ц-25 от 30.06.2015 г. на КЕВР.

От друга страна, разпоредбата на чл. 37, ал. 2 от НРЦЕЕ дава възможност, при регулиране на цените чрез метода "норма на възвръщаемост на капитала" по време на ценовия период цените да бъдат променяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. Следва да се има предвид, че обстоятелството, че „Видахим“ АД не е работило и произвеждало електрическа енергия от месец март 2015 г. е било известно на представителите на дружеството, но те не са го заявили за разглеждане от административния орган. От друга страна, от доклада на работната група по Заповед № Е-3-169 от 10.08.2015 г. не може да се установи каква е причината „Видахим“ АД да произведе утвърдените му с ценовото решение прогнозни количества електрическа енергия за следващия едногодишен ценови период само след един месец работа на централата.

Освен гореизложеното във връзка с осъществяване на правомощията си за ценово регулиране Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно

тримесечие, съгласно чл. 31а от ЗЕ. Възможността по чл. 31а от ЗЕ урежда право, а не задължение на КЕВР. Тази процедура се осъществява по инициатива и по преценка на Комисията и представлява изключение от общите процедури за утвърждаване и изменение на цени. При нейното прилагане следва да бъде установена по безспорен начин необходимост от изменение на утвърдените цени при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Разпоредбата на чл. 27, ал. 2 от АПК задължава административния орган да проверява предпоставките за допустимостта на искането и за участието на заинтересованите граждани или организации в производството по издаването на индивидуалния административен акт. В чл. 27, ал. 2, т. 6 от АПК като задължителна предпоставка за допустимост на искането е посочено наличието на специалните изисквания, установени със закон. В случая специалните изисквания, установени в ЗЕ, не са налице, поради което искане с вх. № Е-14-35-15/05.08.2015 г. на „Видахим“ АД е недопустимо на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от АПК.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс административното производство по искане с вх. № Е-14-35-15/05.08.2015 г. на „Видахим“ АД следва да бъде прекратено.

Изказвания по т.2:

Докладва Е. Маринова. Тя обясни, че становището е във връзка с искане на „Видахим“ АД за даване на задължително указание на НЕК ЕАД да изкупи допълнително количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство по цена, определена по решението, с което на дружествата са определени цените за текущия ценови регулаторен период. Дружеството е аргументирало искането си с факта, че през миналия ценови и регулаторен период не е произвело количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, които са били отразени в диспозитива на ценовото решение на КЕВР. От работна група на Комисията е извършена проверка по осъществяване на лицензионната дейност от дружеството по издадената му лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия, за което е съставен Констативен протокол и е изготвен доклад. Резултат от разглеждането на доклада в предходно закрито заседание решението на Комисията е указание към дирекция „Правна“ за становище по казуса. След анализ на всички относими към казуса документи се е установило следното:

Дружеството не е направило правна квалификация на своето искане. Обективно и по същество искането се отнася до това, на НЕК ЕАД да бъдат дадени задължителни указания за задължително изкупуване на допълнително количество електрическа енергия, различно от това, което е в диспозитива на ценовото решение, с което Комисията е определила цени за настоящия ценови (регулаторен) период по цените на това решение.

Е. Маринова обясни случаите, в които съгласно Закона за енергетиката КЕВР има правомощия да дава указания. Това е хипотезата на чл. 22, ал. 5 от ЗЕ, когато Комисията приеме жалбата, която разглежда, за основателна. В резултат на това дава задължителни указания по прилагането на закона. Настоящият случай не е такъв. В самото искане не се съдържат твърдения за нарушение от страна на НЕК ЕАД. Такива не се съдържат и в доклада от проверката. Поради това се изключва основаниято по чл. 201 от ЗЕ, уреждащо случаите на принудителни административни мерки.

Втора основна хипотеза на закона, която предвижда задължителни указания, е в чл. 36, ал. 1 от ЗЕ. Тази разпоредба предвижда указания, които са по повод образуване на цените. Това са задължителни указания за дружествата в хода на процедурата по утвърждаване на техните цени, а не са указания по прилагането на цените.

Отделно, по специалните правила на ЗЕ, чл. 13 от ЗЕ предвижда субсидиарно прилагане на АПК за случаите, когато ЗЕ не съдържа специални правила. В АПК също не се съдържат основания за даване на указания, както е искането на „Видахим“ АД, тъй като в АПК се съдържа едно основно изискване за законосъобразност на административните актове на административните органи, а то е исканията да се разглеждат в рамките на изричната компетентност на органа. В случая Комисията няма такава компетентност, тъй като няма основания да даде такива указания.

Всичко това очертава извода, че не са налице правни основания Комисията да даде указания на НЕК ЕАД по подаденото от „Видахим“ АД искане.

С оглед пълнота на изясняване на казуса, дирекция „Правна“ е развила аргументи, в резултат на което изводите са:

Количества електрическа енергия, които се определят в ценовите решение на КЕВР, и според измененията на чл.162, ал.1 от м. март 2015 г., са ценообразуващ елемент. Изводът се базира на систематично тълкуване и анализ на разпоредбите на чл.162, ал.1 от ЗЕ, както и от съответните норми от НРЦЕЕ, поради което изменението на тези количества са свързани с изменение на решението, с което са определени цените. За пълнота дирекция „Правна“ са казали какви са възможните хипотези. Едната е по АПК, чл.91. Това е главата за възобновяване на административно производство, която в случая е неприложима, тъй като изискване на АПК е ценовото решение в тази точка да не е обжалвано. Другите две хипотези за изменение на ценово решение при прилагане на съответния метод, "норма на възвръщаемост на капитала", е по чл.37, ал.2 от НРЦЕЕ и извънредното основание по чл. 31а от ЗЕ.

Дирекция „Правна“ счита, поради всички изложени аргументи, че административната преписка, образувана по искането на „Видахим“ АД, следва да бъде прекратена, тъй като Комисията няма компетентност да се произнася със задължителни указания.

Й. Велчева каза, че няма какво да допълни.

Р. Осман каза, че решението на Комисията е било да се изиска становище от дирекция „Правна“. Такова е представено. Р. Осман счита, че трябва да се помисли оттук нататък, когато постъпват някакви писма, а не жалби, дали подобни документи са допустими и трябва да се разглеждат от Комисията. Ако имат искане във връзка с нещо, то трябва да е изчистено. Основният въпрос е дали постъпващи в КЕВР писма са допустими и трябва да се разглеждат. Р. Осман подкрепя доклада. За да може работната група, която работи по искането на „Видахим“ АД, да се основава на становището на дирекция „Правна“, този доклад трябва да се приеме от Комисията. Р. Осман е за доклада, за да може работната група да се произнесе.

Е. Харитоновна предложи Комисията да приеме представеното становище. Становището да бъде взето предвид от работната група при разглеждане на искането с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД.

Р. Осман допълни, че работната група трябва да се задължи да се съобрази със становището.

Предвид гореизложеното, Комисията

Р Е Ш И:

1. Приема становище относно изпълнение на решение по Протокол № 177 от 31.08.2015 г., т. 4 на Комисията за енергийно и водно регулиране, с което на дирекция „Правна“ е дадено задължително указание да изготви становище по искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Е.Харитонова, С.Тодорова, Р.Осман, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, В.Петков) , от които **четири гласа** (Е.Харитонова, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № БП-62/12.10.2015 г. - Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2015-2024 г. на „Булгартрансгаз“ ЕАД;

2. Становище с вх.№ Е-Ст-22/28.09.2015 г. относно изпълнение на решение по Протокол № 177 от 31.08.2015 г., т. 4 на Комисията за енергийно и водно регулиране, с което на дирекция „Правна“ е дадено задължително указание да изготви становище по искане с вх. № Е-14-35-15 от 05.08.2015 г. на „Видахим“ АД.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ: отсъства

1.
(С. Тодорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

2.
(Р. Осман)

3.
(А. Йорданов)

4.
(В. Владимирев)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Н. ГЕОРГИЕВ

5.
(Г. Златев)

6.
(Е. Харитонова)

7.
(В. Петков)