



РЕШЕНИЕ

№ БП -54

от 18.08.2016 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 18.08.2016 г., след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-26 от 27.04.2016 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2016-2025 г., доклад с вх. № Е-Дк-203 от 30.06.2016 г., както и събраните данни от проведено на 21.07.2016 г. обществено обсъждане, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-26 от 27.04.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2016-2025 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60 от ЗЕ. Условията и редът, по които операторът на газопреносна мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и Раздел V „План за развитие на преносна мрежа“, чл. 112 и сл. от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и публикува на интернет страницата си 10-годишния план за развитие на преносната мрежа в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията. Планът за развитие на мрежата се предоставя от оператора на преносната мрежа за одобрение на Комисията ежегодно до 30 април. 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 (ЕС), 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 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 (Директива 2009/73/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).

С Решение № С-4 от 22.06.2015 г. и Решение № С-6 от 05.11.2015 г. на КЕВР „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано като и определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО, Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 и Глава осем „а“ от ЗЕ. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО в съответствие с член 10, параграф 2 от Директива 2009/73/ЕО е публикувана в „Официален вестник“ на Европейския съюз (бр. С 428 от 19.12.2015 г.).

След анализ на фактите и обстоятелствата, и представения Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2016-2025 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 125 от 31.03.2016 г. от заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД. 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 одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявил публична консултация на същия. В рамките на консултацията не са постъпили становища.

Десетгодишният план съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран газов 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 система. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона, количествата от внос и местен добив на природен газ за 2015 г. в България, основните участници на пазара на природен газ 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 2006-2015 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 2014 г. и 2015 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2016-2025 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2016-2020 г.; прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за същия период.

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 природен 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 (включващ съществуваща и предстояща да бъде въведена в експлоатация до 01.01.2017 г. инфраструктура), както и базова оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2016 г.) и цели (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и други проекти). Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, при реализация на проектите „от общ интерес“, България ще изпълни стандарта за инфраструктура до края на 2017 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: проекти за модернизирание, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции) и проекти за изграждане на междусистемни газови връзки.

Предвидените за периода 2016-2025 г. инвестиции ще допринесат за постигане на повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи, включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции; инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура; инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптичната кабелна мрежа.

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

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

Друга основна цел е осигуряване 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 газопреносната мрежа на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Представеният 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 2016-2018 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица №1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016-2018 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2016-2018 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 (КС) „Ихтиман” (въведена в експлоатация през 2015 г.), „Петрич” – предстои въвеждане в експлоатация през 2016 година, „Лозенец” (подписан е Констативен акт обр. 15 през 2015 г.), „Странджа” (подписан е Констативен акт обр. 15 през 2015 г.) чрез интегриране на нискоемисионни газотурбинни компресорни агрегати (ГТКА)	2016 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и инспекции	2016-2018 г.
1.2. Национална газопреносна мрежа	
Модернизация на Система за автоматично управление на газокомпресорни агрегати (САУ на ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”	2016-2017 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2016-2017 г.
2. Инвестиции на съществуващи АГРС	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция и модернизация на автоматична газорегулираща станция (АГРС), ГРС и газоизмервателна система (ГИС): АГРС „Ловеч”, ГРС „Девня”, АГРС „Септември”, ГРС „София-4 Иваняне”, ГРС „Исперих”, ГРС „Разград 1”, АГРС „Добрич”, АГРС „Попово” и др.	2016-2018 г.
3. ПГХ Чирен	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения	2016-2017 г.
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА	
1. Национална газопреносна мрежа	
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня	2016-2018 г.
2. Съхранение на природен газ	
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2016-2017 г.
Изграждане на компресорна мощност в ПГХ „Чирен” и подмяна и/или рехабилитация на надземните съоръжения; Внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. газомоторни компресори (ГМК); Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. ГМК; Реконструкция и разширение на системата за управление на технологичните съоръжения на ПГХ „Чирен”	2016-2018 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Оптични кабелни магистрали в участъците: от район Ботевград до ПГХ „Чирен”; от Кранов възел (КВ) „Батулци” – КВ „Николаево” – ГРС „Плевен”; КВ „Николаево” – КС „Полски Сеновец”, КС „Полски Сеновец” – КВ „Миладиновци” – АГРС „Търговище”; КВ „Миладиновци” – КС „Вълчи дол”; от КС „Ихтиман” до ГИС „Дупница”; Дупница - Кулата и в участъците КВ „Николаево” – КС „Полски Сеновец” и Оптична кабелна линия по съществуващо трасе от ЦУ до НУП „Нови Искър”;	2016-2018 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	2016 г.
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец” – Очистна станция (ОС) „Недялско”	2016-2017 г.
IV. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ	
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната	
Газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй” и АГРС „Оряхово”	2016-2018 г.
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2016-2018 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево”; ГИС „Чирпан”, ГИС „Стамболово и др.	2016-2018 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 2016-2025 г.:

Таблица №2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016-2025 г. по окрупнени 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)	2016-2018 г.
Свързване с Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2016-2018 г.
Свързване с Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)	2016-2019 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2016-2025 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица №3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2016-2025 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 – етап 2 – КС „Странджа”, КС „Лозенец” и КС „Петрич“	2016-2020 г.
Преоборудване на горивните системи на 6 броя Газотурбинен агрегат (ГТА) тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2016-2020 г.
Проекти за рехабилитация и модернизация на транзитната инфраструктура	2016-2020г.
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/ на газопроводни отклонения за Перник, Плевен, Пазарджик	2016-2019 г.

Основен ремонт подмяна на участък КС „Вълчи дол” – КВ „Преселка”	2017-2018г.
Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение Търговище	2016-2017г.
Проекти за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата национална газопреносна инфраструктура, в т.ч. основен ремонт-подмяна на участъци КВ Батулци - КВ Калугерово, ОС Беглеж-КВ Дерманци, КВ Дерманци-ОС Батулци	2016-2020г.
3. Общи за разпределение	
Проучване и замяна на нисконадеждна техника за пренос в компресорните станции и ПГХ „Чирен”	2016-2019 г.
4. Съхранение на природен газ	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен”	2016-2020 г.

II. Инвестиционна програма за периода 2016-2025 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2016-2018 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

Таблица №4

Програма/Раздел	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	2018 г. хил. лв.
ОБЩО Годишни програми за прединвестиционна подготовка и инвестиции	139 609	286 483	232 478
ОБЩО Годишна програма за прединвестиционна подготовка	2 577	148 927	177 852
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	137 032	137 556	54 626
РАЗДЕЛ I.1-Изграждане на нови обекти	74 654	93 042	31 922
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	26 812	24 021	2 185
Линейна част	25 182	22 231	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	89	100	0
Комуникационни и информационни системи	1 541	1 690	2 185
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	21 604	40 504	13 618
Линейна част	8 821	24 940	10 529
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	114	465	0
Комуникационни и информационни системи	10 717	12 155	1 525
АГРС и ГИС	1 952	2 944	1 564
<i>Съхранение на природен газ</i>	12 798	13 260	14 080
Сондажен фонд и шлейфи	11 498	2 540	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 300	10 720	14 080
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	13 439	15 257	2 039
Линейна част	2 110	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	9 902	12 990	0
Комуникационни и информационни системи	1 427	2 267	2 039
РАЗДЕЛ I.2-Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	46 192	36 600	14 704
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	27 247	9 177	2 120
Линейна част	2 961	2 685	320
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	24 286	6 492	1 800
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	7 234	18 826	12 034

Линейна част	2 992	3 450	10 600
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 508	10 747	0
АГРС и ГИС	734	4 629	1 434
Съхранение на природен газ	10 821	6 058	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	8 007	2 630	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	2 114	3 428	0
Общи за разпределяне по видове дейности	889	2 540	550
Линейна част	200	300	300
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	169	1 990	0
Комуникационни и информационни системи	20	0	0
Централно диспечерско управление	500	250	250
РАЗДЕЛ I.3-Доставка на машини и оборудване	16 187	7 914	8 000

Инвестиционна програма за периода 2019-2025 г., включваща задължителни инвестиционни дейности, за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица №5

Програма/Раздел	2019 г. ХИЛ.ЛВ.	2020 г. ХИЛ.ЛВ.	2021 г. ХИЛ.ЛВ.	2022 г. ХИЛ.ЛВ.	2023 г. ХИЛ.ЛВ.	2024 г. ХИЛ.ЛВ.	2025 г. ХИЛ.ЛВ.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	46 500	48 190	37 100	37 900	38 804	40 960	42 189
РАЗДЕЛ I. 1 - Изграждане на нови обекти	21 800	22 250	10 800	11 300	11 817	12 644	13 024
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 250	3 400	3 600	3 800	4 013	4 294	4 423
Национална газопреносна мрежа	4 450	4 650	4 900	5 100	5 304	5 675	5 846
Съхранение на природен газ	12 000	12 000	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500	2 675	2 755
РАЗДЕЛ I. 2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	17 200	17 940	18 300	18 600	18 987	20 316	20 926
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 500	10 900	10 900	11 000	11 200	11 984	12 344
Национална газопреносна мрежа	4 050	4 250	4 500	4 600	4 692	5 020	5 171
Съхранение на природен газ	800	840	850	900	953	1 020	1 050
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 050	2 100	2 142	2 292	2 361
РАЗДЕЛ I. 3 - Доставка на машини и оборудване	7 500	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 240

Инвестиционна програма за периода 2016-2025 г., включваща инвестиционни дейности, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица №6

Програма/Раздел	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.	2025 г. ХИЛ.ЛВ.
ОБЩО:	2 577	148 927	177 852	149 920	104 000	73 000	72 000	42 000	42 000	57 000

Газопреносна мрежа за транзитен пренос	642	42 117	81 300	59 000	44 000	10 000	10 000	10 000	10 000	24 000
Национална газопреносна мрежа	1 485	43 870	35 352	29 720	40 000	60 000	60 000	30 000	30 000	31 000
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	150	2 940	1 200	1 200	0	2 000	1 000	1 000	1 000	1 000

III. Представено е подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на изграждане на взаимосвързан и единен общеевропейски газов пазар. Развитието на инфраструктурата в България е пряко обвързано с изграждането на газов хъб и в синхрон с проектите за развитие на Южния газов коридор и планове за развитие на газовата инфраструктура в региона и Европа. Част от тези проекти са новите междусистемни газови връзки с Турция, Гърция, Сърбия и Румъния. В пряка връзка с развитието на газовата инфраструктура са и планове за разширение на капацитета за съхранение на единственото към момента в България 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 проектите от „общ интерес” на дружеството. В списъка с проекти от „общ интерес”, публикуван от Европейската комисия през месец ноември 2015 г. са включени следните инфраструктурни проекти, планирани за изграждане на територията на България: Разширение капацитета на ПГХ „Чирен”; Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система; Междусистемна връзка Турция-България, ИТВ; Изграждане на газов хъб в България; Проект Eastring-България; Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полуостров на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопреносната мрежа на „Трансгаз“ С.А., Румъния; Междусистемна връзка България-Сърбия (IBS); Междусистемна връзка Гърция-България (IGB).

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

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

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

„Хан Аспарух”, „Силистар”, „Терес”) и румънския; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие) и LNG от терминалите в Гърция и Турция.

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

Eastring-България е подпроект на кълстерния проект „Eastring” - проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между IP Велке Капушани (съществуващата точка на междусистемно свързване между украинската и словашката газопреносни мрежи) и точка на свързване (IP) с външна граница на Европейския съюз на територията на България, като проектът съчетава изграждане на нова газова инфраструктура, с оптимизация на съществуващата в страните по трасето на коридора. Разработената на този етап и включена в общността Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG (TYNDP) 2015-2024 г. концепция Eastring предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България и е представен в Приложение А на Плана като кълстер от проекти, както следва: Eastring – България, Eastring – Румъния, Eastring – Унгария, Eastring – Словакия.

Предвидено е Eastring да се изпълни на 2 етапа:

- първия ще осигури капацитет 570 GWh/d и ще бъде въведен в експлоатация през 2019 г. За територията на България се предвижда да се изгради нов газопровод с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на Европейския съюз на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90MW.

- вторият етап - през 2023 г., с достигане на капацитет 1140 GWh/d. Предвижда се допълнително изграждане на нови компресорни мощности и възможност за свързване на Eastring с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/d.

1.3. Проект за изграждане на газопровод/и за увеличаване на капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопреносната мрежа на „Трансгаз“ С.А., Румъния. - преносен коридор България-Румъния-Унгария-Австрия.

Проектът е част от концепцията за координирано развитие на газопреносните мрежи на България, Румъния и Унгария (преносен коридор България – Румъния – Унгария - Австрия), предназначен за двупосочен пренос на природен газ между страните. Проектът на българска територия предвижда изграждане на нова инфраструктура и модернизация и разширение на съществуващата, с цел увеличаване капацитета на междусистемната свързаност на Северния полупръстен на националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД и газопреносната мрежа на „Трансгаз“ С.А., Румъния. Изпълнението на българския участък, заедно със съществуващата газопреносна инфраструктура се очаква да осигури технически възможности за доставки на между 3-5 млрд. м³/г. природен газ между планираните входни точки на южната граница на България и между Румъния и Унгария, с възможност за достъп до Централноевропейския газов пазар.

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 Козлодуй и Оряхово; газопроводно отклонение Разлог - Банско; газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп; газопроводно отклонение до Свищов; газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря (в етап на проучвателни дейности) и газопроводно отклонение до Видин (предвидени са предпроектни проучвания).

5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура: модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура; модернизация на компресорни станции (КС) „Странджа“, „Лозенец“, „Петрич“ и „Ихтиман“ (част от проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); модернизация на съществуващите системи за автоматично управление (САУ) на газокомпресорни агрегати (ГКА) и общостанционна система на КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“; изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас и Димитровград; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ - очистно съоръжение (ОС) „Недялско“ (част от проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); изграждане на оптични кабелни магистрали: от КС Ихтиман до ГИС Дупница, Ботевград – Батулци - Чирен, Батулци – Николаево - Плевен, Николаево - Полски сеновец, Полски сеновец - КВ „Миладиновци“ - Търговище и КВ „Миладиновци“ - КС „Вълчи дол“.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предприело действия за изграждане на технологични връзки и измервателни възли между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на две места – при КС „Ихтиман“ и при КС „Лозенец“, с цел по-ефективното използване на възможностите на цялата газопреносна система. Технологичната връзка при КС „Ихтиман“ е въведена в експлоатация от началото на 2014 г., технологичната връзка при КС „Лозенец“ с капацитет 7,2 млн. м³/д е планирана да бъде изградена в рамките на 2016 г. Изпълнението на проекта ще позволи преминаване на количества природен газ от националната газопреносна мрежа към газопреносната мрежа за транзитен пренос и обратното, както и измерване на количествата преминал природен газ.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва очакваното увеличение на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти в обхванатия период. Към настоящия момент е в процес изясняването на източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на България. Планираните дейности в периода 2016-2020 г. целят осигуряване на 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 проекти в Десетгодишния план ще допринесе за ефективността и развитието на общеевропейската газова мрежа. Очакваният резултат от изпълнението на плана 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 2015 г. се установи следното:

С писмо с вх. № Е-15-45-26 от 27.04.2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен доклад за дейността през 2015 г. С писмо с изх. № Е-15-45-26 от 04.05.2016 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи прогнозните и отчетните данни за 2015 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2015-2024 г. С писмо с вх. № Е-15-45-18 от 09.05.2016 г. дружеството е представило справка за извършените инвестиции по дейности за 2015 г.

Разпределението на вложените средства за 2015 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е, както следва:

Таблица №7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2015 г.	Инвестиции ПИП и ИП План (хил. лв.)	Инвестиции ПИП и ИП Отчет (хил. лв.)	Изпълнение %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	83 463	64 836	78%
Пренос по национална газопреносна мрежа	27 239	6 261	23%
Съхранение на природен газ	14 504	6 996	48%
Общи за разпределяне по видове дейности	11 956	2 582	22%
Общо	137 162	80 675	59%

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за прединвестиционна подготовка и инвестиции за 2015 г. е в размер на 80 675 хил. лв., т. е. 59% изпълнение.

Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014-2015 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството финансови отчети, като данните за 2015 г. са съпоставени с данните за 2014 г.

Анализът и динамиката на структурата на приходите показва, че основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ по национална газопреносна мрежа“, „пренос на природен газ по газопреносна мрежа за транзитен пренос“ и „съхранение на природен газ“.

Сравнението на приходите на дружеството за 2014 г. и 2015 г. показва, че общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2015 г. възлиза на 391 670 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2014 г. от 2.87% или 10 939 хил. лв.

Нетните приходи от продажби включват приходи от: транзитен пренос, предоставени услуги по пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа до клиенти в страната, съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“, пренос по мрежи ниско налягане, собственост на преносния оператор, безвъзмезден газ по транзитния газопровод за технологични нужди, както и други приходи от дейността. През 2015 г. приходите от продажбите представляват 93% от общия размер на приходите и са в размер на 363 735 хил. лв. или с 0.06% повече от тези през 2014 г.

В общата структура на приходите, реализирани през 2015 г. с най-голям относителен дял 56.63% заемат приходите от транзитен пренос на природен газ съгласно сключено споразумение с ООО „Газпром экспорт“ - Русия, възлизащи на 206 020 хил. лв., увеличени спрямо 2014 г. с 18.86%. Увеличението на приходите се дължи на по-високия среднопредетелен курс на лева към щатския долар през 2015 г., който е 1.7630, съпоставен с този за 2014 г., който е 1.4758.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната в общата структура на приходите през 2015 г. е 16.15%, като са реализирани приходи с 8 006 хил. лв. повече от 2014 г. Увеличението е вследствие на по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2015 г. в сравнение с 2014 г.

През отчетния период месеците януари – декември 2015 г., сравнен със същия период на 2014 г. се наблюдава намаление на приходите от съхранение на природен газ с

43.80%, което се дължи на по-малките търговски обеми съхранен природен газ в ПГХ „Чирен“.

В общия обем приходи от дейността на дружеството е осчетоводен и безвъзмездният газ за технологични нужди, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 94 132 хил. лв., който се предоставя от ползвателите на транзитния газопровод и не оказва влияние върху финансовия резултат на дружеството. Приходите от основната дейност за 2015 г. бележат увеличение спрямо тези за 2014 г. с 18% или с 41 774 хил. лв., дължащо се основно на увеличените приходи от дейностите пренос на природен газ по ГПМТП и пренос на природен газ до клиенти в страната.

Анализът и динамиката на структурата на разходите показва, че структурата на отчетените от „Булгартрансгаз“ ЕАД оперативни разходи се състои от: технологични разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2014 г. и 2015 г. показва следното:

Технологичните разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и съхранение на природен газ са в размер на 106 641 хил. лв. или 39.03% от оперативните разходи за 2015 г., като през 2014 г. са 50.44%. Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната за 2015 г. се увеличават с 10.18% или с 991 хил. лв. в сравнение с отчетените през 2014 г., в резултат на по-големите количества пренесен природен газ.

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2015 г. са с 19 322 хил. лв. или с 6.61% по-малко в сравнение с отчетените през 2014 г. Намалението на оперативните разходи се дължи основно на: намаление на технологичните разходи за транзитен пренос на природен газ с 41 568 хил. лв. или с 30.63%, намаление на технологичните разходи за съхранение на природен газ с 341 хил. лв. или с 16.05%, както и намаление на разходите за материали с 494 хил. лв. или с 6.75%.

Разходите по икономически елементи за 2015 г. са в размер на 166 555 хил. лв. и представляват 60.97% от оперативните разходи. Общо разходите по икономически елементи бележат ръст със 14.90% или с 21 596 хил. лв., като разходите за външни услуги се увеличават с 64.14%, разходите за амортизации с 3,27% и други разходи с 68,32%. Финансовите разходи през 2015 г. нарастват с 10 984 хил. лв. спрямо 2014 г., което се дължи на увеличението на разходите от промяна на валутния курс лев/долар. През 2014 г. финансовите разходи са в размер на 3 672 хил. лв., а през 2015 г. са в размер на 14 656 хил. лв. Общо разходите за 2015 г. намаляват с 8 227 хил. лв. спрямо 2014 г. или с 2.78%.

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

Анализът на активите, пасивите и собствения капитал за 2014 г. и 2015 г. показва следното:

Към края на 2015 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 177 490 хил. лв., като стойността им е нараснала с 98 894 хил. лв. или с 4.76% спрямо 2014 г. Нетекущите активи представляват 84.38% от общата стойност на активите на дружеството. През 2015 г. стойността на нетекущите активи се е увеличила с 67 831 хил. лв. или с 3.83% спрямо стойността им към края на 2014 г. Най-голям дял в нетекущите активи (79.94%) имат „имоти, машини, съоръжения и оборудване“ в резултат на изпълнението на инвестиционната програма и извършената преоценка в края на 2015 г. Балансовата стойност на нематериалните активи намалява с 8.70% или от 2 299 хил. лв. за 2014 г. на 2 099 хил. лв. към края на 2015 г.

Дългосрочните вземания включват вземания от Агенция „Митници“ в размер на 67 хил. лв., представляващо платен депозит, и от обявената в несъстоятелност „Корпоративна търговска банка“ АД в размер на 54 030 хил. лв., като стойността на дългосрочното

вземане намалява с 4 189 хил. лв. или с 7.20% спрямо 2014 г. поради разлика в курса лева към щатския долар.

Текущите активи са в размер на 340 111 хил. лв., от които материалните запаси са в размер на 107 909 хил. лв., търговските и други краткосрочни вземания са 29 685 хил. лв., предплащанията за текущи активи са в размер на 9 462 хил. лв., вземанията от свързани лица са 26 656 хил. лв. През 2015 г. намаляват материалните запаси с 1 942 хил. лв. спрямо 2014 г. Краткосрочните вземания от свързани лица намаляват с 61.29%, в резултат на прихванат от „Булгартрансгаз“ ЕАД дивидент, дължим на БЕХ ЕАД в размер на 26 000 хил. лв., за погасяване на предоставен заем. В сравнение с 2014 г. стойността на текущите активи към края на 2015 г. се е увеличила с 10.05% или с 31 063 хил. лв. Стойността на текущите активи се увеличава в резултат на увеличение на налични парични средства с 81 272 хил. лв., които представляват 48.65% от общата стойност на краткотрайните активи.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица възлизат на 67 082 хил. лв. и бележат спад от 34.13% спрямо отчетната 2014 г. Дългосрочните вземания от свързани лица се увеличават през 2015 г. с 7 458 хил. лв. или с 22.62%, като значително намаляват краткосрочните вземания от свързани лица – от 68 865 хил. лв. за 2014 г. на 26 656 хил. лв. за 2015 г. или намаление с 42 209 хил. лв. От търговските вземания от свързани лица 99.61% са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставени услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително и просрочени вземания. През 2015 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено споразумение и подписан погасителен план за разплащане, с цел намаляване на вземанията.

Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 001 158 хил. лв. и се е увеличил с 94 655 хил. лв. спрямо отчетения през 2014 г., поради по-високите стойности на неразпределената печалба в началото на 2015 г. Увеличението на основния капитал с 3.53% спрямо 2014 г. в резултат на записване и придобиване от БЕХ ЕАД на нова емисия акции в размер на 27 248 000 броя обикновени поименни акция с номинална стойност 1 лев всяка.

Нетекущите пасиви намаляват с 28 458 хил. лв. или с 17.61% спрямо 2014 г., като основно това се дължи на по-ниската стойност на дългосрочните гаранции по сключени договори. Текущите пасиви се увеличават с 32 697 хил. лв. спрямо 2014 г., в резултат на увеличените краткосрочни задължения по гаранции по договори, за сметка на дългосрочните задължения по гаранции.

Сравнението на финансовите показатели на дружеството за 2014 г. и 2015 г. показва следното:

Коефициентът на обща ликвидност за отчетната 2015 г. е 7.88 (при 29.52 за 2014 г.) и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност за 2015 г. е 5.16 (при 17.29 за 2014 г.) и показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди данъци/нетен размер на приходите от продажби) за отчетната 2015 г. е 0.35 (при 0.33 за 2014 г.) и показва, че всеки 1 лев приход от продажби носи съответно от 0.35 лв. печалба.

Коефициентът на ефективност на разходите (приходи/разходи) е 1.50 (при 1.45 за 2014 г.) и показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1.50 лв. приходи за 2015 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 1.09 за 2015 г. (при 1.08 за 2014 г.) и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност за 2015 г. е 11.35 (при 11.08 за 2014 г.) и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над 1-ца показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задължнялост показва степента на зависимост на дружеството от кредитори за уреждане на задълженията си, т.е. на 1 лв. собствен капитал, се отчитат 0.09 лв. задължения за 2015 г. (при 0.08 за 2014 г.).

Сравнението на финансовите резултати от дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва, че за 2014 г. дружеството е реализирало нетна печалба в размер на 75 690 хил. лв., докато за 2015 г. същата е в размер на 93 162 хил. лв. или увеличение с 23%.

Въз основа на анализ на горепосочените показатели Комисията приема, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние да продължава да изпълнява задълженията си съгласно чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.

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 по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. 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-15-45-26 от 27.04.2016 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г. са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-203 от 30.06.2016 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 157 от 13.07.2016 г., т. 5. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 21.07.2016 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на заявителя, на Министерство на енергетиката (МЕ), както и енергийния експерт г-н Атанас Тасев. Представителят на МЕ е заявил, че подкрепя Десетгодишния план. Присъстващите лица не са направили възражения по обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад и предложения за изменение и допълнение на Десетгодишния план.

В предоставения на заинтересованите лица 14-дневен срок, в Комисията е постъпило писмо с вх. № Е-15-60-3 от 25.07.2016 г. от „Аресгаз“ АД, в което изразява становище, че в Десетгодишния план не се открояват инвестиционните намерения на „Булгартрансгаз“ ЕАД по отношение на общините Сопот и Хисаря, включени в обхвата на притежаваните от „Аресгаз“ АД лицензи. В тази насока е и постъпилото писмо с вх. № Е-07-00-39 от 08.08.2016 г. от кмета на община Хисаря, в което е отправено искане „Булгартрансгаз“ ЕАД да предвиди в Десетгодишния план кратки срокове за реализиране на проекта на изграждане на газопроводно отклонение до Сопот, Хисаря, Карлово и Баня.

В тази връзка с писмо с вх. № Е-15-45-26 от 09.08.2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е уведомил Комисията, че в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2016-2025 г. е обявено инвестиционно намерение за изграждане на газопроводно отклонение до Сопот и Хисаря. Проектът е включен в раздел 5.4.2 „Предвидени нови газопроводни отклонения“, за него не е взето окончателно инвестиционно решение и предстоят проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, възможностите за финансиране, както и икономическата целесъобразност на проекта. С оглед изложеното, през 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД планира да подготви необходимите документи за възлагане на прединвестиционни проучвания за газопроводното отклонение до Сопот и Хисаря, които да обосноват осъществимостта на проекта и най-подходящ вариант за реализирането му. „Аресгаз“ АД е уведомено за тези намерения, както и за

необходимостта от предоставяне в тази връзка на актуална информация за потенциала на търсенето на природен газ на териториите на общините Сопот и Хисаря и актуалните бизнес планове за развитие на газификацията.

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 2016-2025 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 обмена 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 2016-2025 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и 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 2016-2025 г.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четирнадесет) дневен срок пред Административен съд София - град.

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
Р. ТОТКОВА**