



ПРОТОКОЛ

№ 165

София, 01.08.2017 година

Днес, 01.08.2017 г. от 10:04 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от Александър Йорданов – за председател (*съгласно Заповед № 3-ОХ-79/28.07.2017 г.*).

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, А. Иванова - и.д. директор на дирекция „Природен газ“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

Александър Йорданов установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-515 от 25.07.2017 г. относно откриване на производство за прекратяване на лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г. за дейността „производство на електрическа енергия“, издадена на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Цветанка Камбурова, Радослав Наков, Ели Алексиева, Надежда Иванова, Силвия Иванова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-516 от 25.07.2017 г. относно заявление от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД за изменение/допълнение на лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Юлиана Ангелова, Цветанка Камбурова, Ели Алексиева, Йовка Велчева, Надежда Иванова

3. Проект на решение относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

Работна група: Елена Маринова, Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Снежана Станкова, Диана Николкова, Виктория Джерманова, Милен Димитров, Мариана Сиркова, Сирма Денчева, Ваня Василева

По т.1. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-515 от 25.07.2017 г. относно откриване на производство за прекратяване на лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г. за дейността „производство на електрическа енергия“, издадена на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност.

„ТЕЦ Хасково“ АД - в несъстоятелност, с ЕИК 125579467, със седалище и адрес на управление: Република България, област Търговище, община Търговище, гр. Търговище 7700, ул. „Никола Петков“ № 6, вх. А, ет. 4, ап. 8, е титуляр на лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г., изменена с Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. и с Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР, сега Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията)) за дейността „производство на електрическа енергия“ за срок от 35 (тридесет и пет) години, чрез енергиен обект – топлоелектрическа централа „ТЕЦ Хасково“, с обща инсталирана мощност 130,4 MW, след изграждането ѝ, при условията, посочени в лицензията и след разрешаване започване осъществяването на лицензионната дейност. С Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. на ДКЕВР е удължен срокът за въвеждане в експлоатация на енергийния обект до 31.12.2012 г. С Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. лицензията е изменена, поради предвидено разширение на енергийния обект чрез изграждане на втори блок с мощност 130,4 MW, като общата инсталирана мощност на централата е променена на 260,8 MW, и срокът за въвеждане в експлоатация на енергийния обект е удължен до 01.07.2014 г.

Във връзка с постъпила в КЕВР молба с вх. № Е-13-87-1 от 16.01.2017 г. от г-н Тошко Ставрев, в качеството му на синдик на „ТЕЦ Хасково“ АД, в която е направено искане за становище по отношение на метода на оценка и реда за осребряване на имуществото на дружеството с оглед особените разпоредби на чл. 53, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), е извършена справка по партидата на „ТЕЦ Хасково“ АД в Търговския регистър към Агенцията по вписванията, при което е установено, че дружеството е обявено в несъстоятелност с Решение № 74 от 09.12.2016 г. по търговско дело № 76 от 2015 г. на Окръжен съд - Търговище (ТОС). Решението е с правно основание чл. 710 от Търговския закон и подлежи на незабавно изпълнение.

С оглед изясняване на фактичестката обстановка, с писмо с изх. № Е-13-87-1 от 01.02.2017 г. от г-н Тошко Ставрев – синдик на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, е изискана информация за извършените към датата на обявяване в несъстоятелност на дружеството, строително-монтажни работи по проекта за реконструкция и модернизация на ТЕЦ „Хасково“, съобразно т. 2 от Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на Комисията - актуализирано Приложение № 1 към лицензията „Идеен проект и строителен график“.

С писмо с изх. № Е-13-87-1 от 01.02.2017 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) е изискана информация, относно значението на предвидените за изграждане нови мощности в „ТЕЦ Хасково“ АД за гарантиране на сигурността на електроенергийната система и снабдяването с електрическа енергия в страната. Изискано е да бъде представено заверено копие на предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-110-19 от 24.07.2014 г. с ЕСО ЕАД.

С писмо с вх. № Е-13-87-1 от 09.02.2017 г. ЕСО ЕАД е уведомило Комисията, че в представения за одобрение от КЕВР „План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2016 г. – 2025 г.“ не са предвидени за изграждане нови мощности в ТЕЦ „Хасково“ за гарантиране на сигурността на електроенергийната система и снабдяването с електрическа енергия. Представено е копие на предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-110-19 от 24.07.2014 г. с ЕСО ЕАД.

С писмо с вх. № Е-13-87-1 от 14.02.2017 г. г-н Тошко Ставрев – синдик на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, е представил в КЕВР информация по отношение на извършени дейности до датата на обявяване в несъстоятелност 09.12.2016 г., както следва:

1. Възстановени строителни книжа и издадено разрешение за строеж № 307 от

29.07.2009 г. от Община Хасково. В тази връзка е представено копие на Разрешение за строеж I-ва категория, съгласно чл. 137, ал. 1, т. 1 от Закона за устройство на територията (ЗУТ) № 307 от 29.07.2009 г., издадено от община Хасково;

2. Влязла в сила заповед на кмета на Община Хасково за определяне сервитути на трасе на свързващи електропроводи до точките на присъединяване на подстанции „Узунджово“ и „Д. Канев“ и утвърдени проекти;

3. Одобрен работен проект на довеждащ водопровод за промишлена вода;

4. Извършени строително-монтажни работи на площадката на ТЕЦ „Хасково“ по събаряне и подготовка на строителна площадка, отразени в издаденото строително разрешение;

Извършени изкопни и уплътнителни работи на терена:

- Адв. сграда завършена в груб строеж – ниво кота покрив;

- Сграда водоподготовка – ниво покрив;

- Сграда столова – ниво основи;

- Сграда административни нужди – ниво покрив;

- Производствена сграда – ниво изкоп.

Със заповед № 3-Е-26 от 06.03.2017 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да извърши проучване на обстоятелствата във връзка с вписаното в Търговския регистър към Агенцията по вписванията Решение № 74 от 09.12.2016 г. на ТОС, по търговско дело № 76 от 2015 г., за обявяване в несъстоятелност на „ТЕЦ Хасково“ АД, с ЕИК 125579467, като установи налице ли са фактически и правни основания за прекратяване на издадената на „ТЕЦ Хасково“ АД лицензия.

С писмо с изх. № Е-08-00-10 от 08.03.2017 г. от ТОС е изискано да бъде представена информация дали Решение № 74 от 09.12.2016 г. на ТОС и Решение № 9 от 03.02.2017 г. на ТОС, постановени по адм. дело № 76 от 2015 г., са влезли в законна сила, като бъдат приложени заверени преписи от същите.

С писмо с вх. № Е-08-00-10 от 14.03.2017 г. ТОС е представил заверено копие на Решение № 74 от 09.12.2016 г. на ТОС, като е посочено, че същото е необжалвано и е влязло в сила на 19.12.2016 г. и заверено копие на Решение № 9 от 03.02.2017 г. на ТОС, което е необжалвано и е влязло в сила на 10.02.2017 г.

С оглед гореизложеното се установи следното:

Съгласно чл. 55, ал. 1, т. 4 от ЗЕ и чл. 71, ал. 1, т. 5 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (Наредба № 3) лицензията се прекратява с решение на Комисията при влизане в сила на решението на съда за обявяване на лицензианта в несъстоятелност. Производството по прекратяване на лицензия, на основание чл. 70, ал. 2 от Наредба № 3, се образува по инициатива на Комисията или по писмено искане на лицензианта. С Решение № 74 от 09.12.2016 г. на ТОС, по търговско дело № 74 от 2015 г., „ТЕЦ Хасково“ АД е обявено в несъстоятелност, като решението е влязло в законна сила на 19.12.2016 г. Към настоящия момент лицензиантът не е подавал заявление за прекратяване на лицензията, поради което производството следва да се образува по инициатива на Комисията. В тази връзка са налице правните предпоставки за откриване на административно производство за прекратяване на издадената на „ТЕЦ Хасково“ АД лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г., изменена с Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. и с Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на ДКЕВР.

По силата на чл. 73, ал. 1 от Наредба № 3, когато Комисията по своя инициатива открива производство за прекратяване на издадена лицензия, на лицензианта се изпраща копие от решението за откриване на производството, а съгласно ал. 3 лицензиантът представя писмено становище по решението за откриване на производството за прекратяване на лицензията в 7-дневен срок от получаването му.

Съгласно чл. 74, ал. 1 от Наредба № 3 КЕВР служебно проверява дали прекратяването на лицензионната дейност може да доведе до нарушаване сигурността на снабдяването на клиентите с електрическа или топлинна енергия или природен газ, или може да възникне опасност за националната сигурност и обществения ред. В тази връзка в

ал. 2 от същата разпоредба е предоставена възможност при проверката Комисията да изисква становища от Министерството на икономиката, енергетиката и туризма, Министерството на отбраната, Министерството на регионалното развитие и благоустройството и от съответната община, както и от други заинтересувани лица. При искане за прекратяване на лицензия за производство на топлинна и/или електрическа енергия може да се изисква становище от съответното преносно предприятие.

Изказвания по т.1:

Докладва Ц. Камбурова. „ТЕЦ Хасково“ АД е титуляр на лицензия, която е издадена през 2009 г. и е изменяна два пъти: през 2010 г. и 2011 г. Лицензията е под условие за изграждане на енергиен обект. Едното изменение е за удължаване сроковете на въвеждане на обекта. Другото изменение е за разширение на енергийния обект чрез изграждане на втори блок с мощност 130,4 MW, като общата инсталирана мощност на централата е променена на 260,8 MW. Срокът за въвеждане в експлоатация на енергийния обект е удължен до 01.07.2014 г. Във връзка с постъпила в КЕВР молба от синдика г-н Тошко Ставрев, в която е направено искане за становище по отношение на метода на оценка и реда за осребряване на имуществото на дружеството с оглед особените разпоредби на чл. 53, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), е извършена справка по партидата на „ТЕЦ Хасково“ АД в Търговския регистър към Агенцията по вписванията, при което е установено, че дружеството е обявено в несъстоятелност с Решение № 74 от 09.12.2016 г. по търговско дело № 76 от 2015 г. на Окръжен съд - Търговище (ТОС). Решението е с правно основание чл. 710 от Търговския закон и подлежи на незабавно изпълнение. С оглед изясняване на фактическата обстановка, с писмо от г-н Ставрев – синдик на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, е изискана информация за извършените към датата на обявяване в несъстоятелност на дружеството, строително-монтажни работи по проекта за реконструкция и модернизация на ТЕЦ „Хасково“, съобразно взетото решение от Комисията през 2011 г. чрез което е актуализирано Приложение № 1 към лицензията „Идеен проект и строителен график“. С друго писмо от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е изискана информация относно значението на предвидените за изграждане нови мощности в „ТЕЦ Хасково“ АД за гарантиране на сигурността на електроенергийната система и снабдяването с електрическа енергия в страната. Изискано е да бъде представено заверено копие на предварителен договор за присъединяване, който е от 2014 г. ЕСО ЕАД е уведомило Комисията с писмо, че в „План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2016 г. – 2025 г.“ не са предвидени за изграждане нови мощности в ТЕЦ „Хасково“ за гарантиране на сигурността на електроенергийната система и снабдяването с електрическа енергия. Г-н Тошко Ставрев е представил с писмо в КЕВР информация по отношение на извършени дейности до датата на обявяване в несъстоятелност, които са подробно изложени в доклада. Със заповед на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да извърши проучване на обстоятелствата във връзка с вписаното в Търговския регистър към Агенцията по вписванията Решение № 74 от 2016 г. по търговско дело от 2015 г. за обявяване в несъстоятелност на „ТЕЦ Хасково“ АД, като се установи дали са налице фактически и правни основания за прекратяване на издадената лицензия. С писмо е изискано да бъде представена информация дали Решение № 74 на ТОС и Решение № 9 от 2017 г. на ТОС са влезли в законна сила, като бъдат приложени заверени преписи от същите. С писмо ТОС е представил заверено копие на Решение № 74, като е посочено, че същото е необжалвано и е влязло в сила на 19.12.2016 г. и заверено копие на Решение № 9 на ТОС, което е необжалвано и е влязло в сила на 10.02.2017 г. С оглед гореизложеното работната група е установила, че съгласно чл. 55, ал. 1, т. 4 от ЗЕ и чл. 71, ал. 1, т. 5 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката лицензията се прекратява с решение на Комисията при влизане в сила на решението на съда за обявяване на лицензианта в несъстоятелност. Производството по прекратяване на лицензия, на основание чл. 70, ал. 2 от Наредба № 3, се образува по инициатива на Комисията или по

писмено искане на лицензианта. С Решение № 74 от 2016 г. на ТОС, по търговско дело № 74 от 2015 г., „ТЕЦ Хасково“ АД е обявено в несъстоятелност, като решението е влязло в законна сила на 19.12.2016 г. Към настоящия момент лицензиантът не е подавал заявление за прекратяване на лицензията, поради което производството трябва да се образува по инициатива на Комисията.

А. Йорданов каза, че обстоятелствата са детайлно изложени в доклада. Може да се премине към предложението за решение.

Ц. Камбурова каза, че предвид гореизложеното, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на КЕВР и на нейната администрация да приеме настоящия доклад.

2. На основание чл. 21, ал. 1, т. 1, във връзка с чл. 55, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и чл. 70, ал. 2, предл. първо, във връзка с чл. 71, ал. 1, т. 5 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката да открие производство за прекратяване на издадената на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г., изменена с Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. и с Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на ДКЕВР.

3. На основание чл. 73, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, да се изпрати копие от решението за откриване на производството по т. 2, като му се определи 7-дневен срок за представяне на писмено становище по решението.

4. На основание чл. 73, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката да се изискат становища по откритата процедура за прекратяване на лицензията от компетентните държавни и общински органи, посочени в чл. 74, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката - Министерство на икономиката, Министерство енергетиката, Министерство на отбраната, Министерство на регионалното развитие и благоустройството и от община Хасково.

А. Йорданов обърна внимание, че прави официална забележка на работната група. Докладът е внесен за разглеждане, а датата е насрочена съобразно внасянето за разглеждане. В хода на заседанието работната група трябва да има възможност да присъства и да докладва.

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на КЕВР и на нейната администрация, приема доклад относно откриване на производство за прекратяване на лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г. за дейността „производство на електрическа енергия“, издадена на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност.

2. На основание чл. 21, ал. 1, т. 1, във връзка с чл. 55, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и чл. 70, ал. 2, предл. първо, във връзка с чл. 71, ал. 1, т. 5 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, открива производство за прекратяване на издадената на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г., изменена с Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. и с Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на ДКЕВР.

3. На основание чл. 73, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, да се изпрати копие от решението за откриване на производството по т. 2, като се определя 7-дневен срок за представяне на писмено становище по решението.

4. На основание чл. 73, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, да се изискат становища по откритата процедура за прекратяване на лицензията от компетентните държавни и общински органи, посочени в чл. 74, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката - Министерство на икономиката, Министерство енергетиката, Министерство на отбраната, Министерство на регионалното развитие и благоустройството и община Хасково.

В заседанието по **точка първа** участват на Комисията Александър Йорданов, Светла Тодорова, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-516 от 25.07.2017 г. относно **заявление от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД за изменение/допълнение на лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-ЗСК-21 от 13.03.2017 г. от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД, гр. Бургас за изменение/допълнение на лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ на основание чл. 51, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) във връзка с чл. 61, ал. 2, т. 2 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Като основание за изменение и допълнение на лицензията заявителят е посочил следните извършени промени в енергийния обект и режимите на работа на основните съоръжения:

1. Изграждане в топлоизточника на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД на нов водогреен котел с мощност 14 MW (с номинална входяща топлинна мощност 17,72 MW) за производство на топлинна енергия на база биомаса (дървесен чипс, слънчогледови пелети, слънчогледова шлюпка и др.);

2. Извеждане от експлоатация на водогрейни котли ВК-50 №2 (58.15 MW) и ВК-100 №3 (116.3 MW);

3. Ограничаване на монтираната топлинна мощност на водогрейните котли ВК-50 №1 (58.15 MW) и ВК-100 №4 (116.3 MW) чрез пломбиране на горелките до 30 MW входяща топлинна мощност за всеки един от тях. В тази връзка заявителят е пояснил, че съгласно Условие 4.1.1 от Комплексно разрешително (КР) № 33-Н1/2015 г. не се разрешава едновременна работа на ВК-50 № 1 и ВК-100 № 4.

4. Промяна в броя на едновременно работещите котлоагрегати, изпускащи димни газове през изпускателно устройство (ИУ) №2 (Комин 2) - парен котел газо-мазутен ПКГМ-12 №3 (8.13 MW), котел газов КГ-12 №1 (7.56 MW) и котел газов КГ-12 №2 (7.56 MW). В тази връзка заявителят е пояснил, че съгласно Условие 4.1.2 от КР № 33-Н1/2015 г. не се разрешава експлоатация на повече от 1 брой парен котел в паро-котелна станция (ПКС).

5. Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ИКПТЕЕ) остава без промяна с едновременна работа на всички газобутални двигатели (ГБД).

Със заповед № 3-Е-38 от 21.03.2017 г. на Председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да проучи обстоятелствата, съдържащи се в заявлението и приложенията към него, за установяване на допустимостта и основателността на исканията.

С писмо изх. № Е-ЗСК-21 от 23.03.2017 г. от заявителя е поискано да представи

следната допълнителна информация:

1. Извлечение от инвентарната книга за всички включени в регулаторната база активи за производство на електрическа и топлинна енергия към дата 31.03.2017 г.;

2. Информация относно намерението на дружеството за разпореждане с водогрейни котли ВК-50 № 2 и ВК-100 № 3 след извеждането им от експлоатация и свързаните с това приходи и разходи в случай на тяхното демонтиране и предаване на вторични суровини като скрап или продажба;

3. Справка за извършените разходи за придобиване на новия котел и източниците на финансирането му;

4. Финансова обосновка за влиянието на изградения нов водогреен котел за производство на топлинна енергия чрез оползотворяване на биомаса и променения режим на работа на съществуващите съоръжения върху приходите, разходите и финансовите показатели на дружеството;

5. Данни за техническото състояние на енергийния обект и за техническите и експлоатационните му характеристики и на обслужващата го инфраструктура и списък на основните и спомагателни съоръжения, чрез които се осъществява лицензионната дейност, с попълнени данни в приложения към писмото електронен носител.

6. Договор за покупко-продажба на инсталацията.

С писма с вх. № Е-ЗЛР-И-13 от 06.04.2017 г. и от 13.04.2017 г. дружеството е представило изисканата информация.

Въз основа на така предоставената информация и документи от заявителя и направеното проучване са установени следните факти и са направени следните изводи:

„Топлофикация - Бургас“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, надлежно учредено по реда на Търговския закон и вписано в Търговския регистър на Агенцията по вписванията към Министерството на правосъдието с ЕИК 102011085, със седалище и адрес на управление: гр. Бургас 8000, ж.к. Лозово. Предметът на дейност на дружеството е производство на топлинна енергия, пренос на топлинна енергия и други дейности и услуги обслужващи основните дейности, разпределение и продажба на топлинна енергия, производство и продажба на електро енергия, поддръжка и експлоатация на газопроводи ниско налягане и котлоагрегати на гориво природен газ, както и всяка друга дейност незабранена от закона.

„Топлофикация - Бургас“ ЕАД, гр. Бургас е титуляр на лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г., изменена с Решение № Р-036 от 17.04.2006 г. и Решение № Р-092 от 06.10.2008 г., за производство на електрическа и топлинна енергия и на лицензия № Л-024-05 от 15.11.2000 г. за пренос на топлинна енергия – всяка за срок от 20 години.

Заявление с вх. № Е-ЗСК-21 от 13.03.2017 г. съдържа всички необходими реквизити, съгласно чл. 65 от НЛДЕ. Заявлението е допустимо и КЕВР следва да се произнесе по него.

Заявлението е подадено на основание чл. 51, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, съгласно който производство за изменение на лицензия може да се образува и по искане на лицензианта.

Съгласно чл. 64, ал. 1 от НЛДЕ лицензиант може да поиска изменение и/или допълнение на лицензията в случаите по чл. 62, ал. 1 от НЛДЕ при съществено изменение на обстоятелствата при упражняване на лицензионната дейност, както и по отношение на естеството на първичните енергийни източници, които се използват, и/или на енергопреобразуващата технология, когато това ще доведе до повишаване на ефективността при използване на енергията и енергийните ресурси и/или до намаляване на вредното въздействие върху околната среда. По силата на чл. 64, ал. 2 от НЛДЕ лицензиантът е длъжен да поиска изменение на лицензията при извеждане от експлоатация на генериращи мощности. В случая заявителят е поискал изменение и допълнение на лицензията във връзка с извеждане от експлоатация на стари основни съоръжения, въвеждане в експлоатация на нови такива и ограничаване на инсталираната топлинна мощност на водогрейни котли ВК 1 и ВК 4. Заявителят е обосновал искането си

с повишаване на ефективността при използване на енергията и енергийните ресурси и с намаляване на вредното въздействие върху околната среда.

Към заявлението си „Топлофикация - Бургас“ ЕАД, гр. Бургас е представило актуализирано Приложение № 1 „Списък и технически характеристики на основните съоръжения, предназначени за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в „Топлофикация - Бургас“ ЕАД“, така както се предлага да бъде изменено. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 1 от НЛДЕ списъкът и описанието на обекта или на обектите, с които се осъществява лицензионната дейност, с техните технически и технологични характеристики, е приложение към издадената лицензия. Всяко актуализиране в това приложение, по аргумент за противното от чл. 49, ал. 3 от НЛДЕ, се счита за изменение на лицензията. Посочената в заявлението промяна в режимите на работа на основните съоръжения - промяна в броя на едновременно работещите съоръжения, касае начина на експлоатация на енергийния обект и не води до необходимост от изменение на лицензията.

Изменението на лицензията в частта, свързана с енергийния обект, не води до изменение на вида на лицензията, която остава лицензия за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Съгласно чл. 65, ал. 4 от НЛДЕ в производството за изменение и/или допълване на лицензия се прилагат съответно редът и сроковете за подаване, разглеждане и решаване на заявленията за издаване на лицензия. В тази връзка по отношение на новия котел на биомаса следва да бъде извършена преценка за наличие на предпоставките по чл. 40, ал. 1 от ЗЕ, а именно – дружеството да притежава технически и финансови възможности, материални и човешки ресурси и организационна структура за изпълнение на нормативните изисквания за осъществяване на дейността по лицензията; да има вещни права върху енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността и да представи доказателства, че енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността по лицензията, отговарят на нормативните изисквания за безопасна експлоатация и за опазване на околната среда.

За удостоверение на вещните си права върху новото съоръжение заявителя е представил: договор за покупко-продажба на инсталацията, извлечение от инвентарната книга на дружеството за включените в регулаторната база активи за производство на електрическа и топлинна енергия към дата 31.03.2017 г., в която са записани „водогреен котел на биомаса № 5“ и „сграда ВК № 5“, както и Разрешение за ползване № СТ-05-1709 от 24.11.2016 г. на строеж „Водогреен котел с мощност 14 MW за производство на топлинна енергия на база биомаса“, издадено от ДНСК.

От изложеното по-горе следва изводът, че са налице правните основания на чл. 51, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, чл. 49, ал. 1, т. 8, ал. 2, т. 1 и ал. 3 и чл. 64, ал. 1 от НЛДЕ за изменение на лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия по отношение на обектите, чрез които се извършва лицензионната дейност.

Първоначално лицензията на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД е издадена за производство на топлинна енергия, която е изменена, както следва:

- С Решение № Р-036 от 17.04.2006 г. по т. 1 Комисията изменя и допълва лицензия Л-023-02 от 15.11.2000 г. за дейността производство на топлинна енергия с условията за изграждане на енергийния обект „Инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия“ на база шест газови бутални двигателя със 17,82 MW електрическа мощност и 18,59 MW топлинна мощност”, условията за производство на електрическа и топлинна енергия и Приложение № 1 към лицензията, като определя срок на лицензията 20 (двадесет) години, считано от датата на получаване на разрешение за осъществяване на лицензионната дейност.

По т. 2 определя срок за изграждане на енергийния обект от 4 (четири) месеца, считано от влизане в сила на решението.

По т. 3 разрешава учредяването на особен залог върху машините и съоръженията, включени в обекта „Инсталация за комбинирано производство на електрическа и

топлинна енергия” на база шест газови бутални двигателя със 17,82 MW електрическа мощност и 18,59 MW топлинна мощност” в полза на „Първа инвестиционна банка” АД за обезпечаване на задълженията по договори за кредит под условие в договорите за особен залог да бъде включена клауза за продажбата на енергийния обект „Инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия” на база шест газови бутални двигателя със 17,82 MW електрическа мощност и 18,59 MW топлинна мощност” в неговата цялост.

- С Решение № Р-092 от 06.10.2008 г. Комисията е дала разрешение на „Топлофикация - Бургас” ЕАД за започване осъществяването на лицензионната дейност „производство на електрическа и топлинна енергия“, считано от датата на разрешенията за ползване на строеж по Закона за устройство на територията (от 26.04.2007 г.), чрез „Инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия”, описана в Приложение № 1 към лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. - Списък и технически характеристики на основните съоръжения, предназначени за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в „Топлофикация - Бургас” ЕАД.

Топлоизточникът на „Топлофикация - Бургас” ЕАД е разположен на територия от 116 дка в северната промишлена зона (до кв. Лозово) на около 7 km западно от гр. Бургас.

Към момента на подаване на заявлението за изменение/допълнение на издадената лицензия № Л-023-02 от 15.11.2000 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ в централата са в експлоатация следните основни съоръжения:

- 3 броя ко-генератори „Вартсила“ тип 16V25SG (ГБД), въведени в експлоатация през 2006-2007 г. всеки един с инсталирана електрическа мощност 3,127 MW_e и топлинна мощност 3,464 MW_t;

- 3 броя ко-генератори „Вартсила“ тип 16V25SG (ГБД), въведени в експлоатация през 2006 г. всеки един с инсталирана електрическа мощност 2,814 MW_e и топлинна мощност 3,249 MW_t;

- 2 броя водогрейни котли ВК-50, всеки един с инсталирана топлинна мощност 58,15 MW_t в експлоатация от 1982 г.;

- 2 броя водогрейни котли ВК-100, всеки един с инсталирана топлинна мощност 116,3 MW_t – 1989 г. и 2000 г.;

- 2 броя промишлени парни котли КГ 12 всеки един с номинална топлинна мощност 7,56 MW_t – 1982 г.;

- 1 брой промишлен парен котел ПКГМ-12 с номинална топлинна мощност 8,13 MW_t – 1995 г.

Общо инсталираната електрическа мощност в централата на дружеството е **17,823 MW_e**, а общо инсталираната топлинна мощност – **392,289 MW_t**.

Със заявление № Е-ЗСК-21 от 13.03.2017 г. дружеството е поискало изменение/допълнение на лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия във връзка със следните извършени промени в енергийния обект и режимите на работа на основните съоръжения:

1. Изграждане в топлоизточника на „Топлофикация – Бургас“ ЕАД на нов водогреен котел с мощност 14 MW (с номинална входяща топлинна мощност 17,72 MW) за производство на топлинна енергия на база биомаса (дървесен чипс, слънчогледови пелети, слънчогледова шлюпка и др.);

2. Извеждане от експлоатация на водогрейни котли ВК-50 №2 (58.15 MW) и ВК-100 №3 (116.3 MW);

3. Ограничаване на монтираната топлинна мощност на водогрейните котли ВК-50 №1 (58.15 MW) и ВК-100 №4 (116.3 MW) чрез пломбиране на горелките до 30 MW входяща топлинна мощност за всеки един от тях. Съгласно Условие 4.1.1 от КР № 33-Н1/2015 г. не се разрешава едновременна работа на ВК-50 № 1 и ВК-100 № 4.

4. Промяна в броя на едновременно работещите котлоагрегати, изпускащи димни газове през изпускато устройство (ИУ) №2 (Комин 2) - парен котел газо-мазутен ПКГМ-12 №3 (8.13 MW), котел газов КГ-12 №1 (7.56 MW) и котел газов КГ-12 №2 (7.56 MW).

Съгласно Условие 4.1.2 от КР № 33-Н1/2015г. не се разрешава експлоатация на повече от 1 брой парен котел в паро-котелна станция (ПКС).

5. Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) остава без промяна с едновременна работа на всички газобутални двигатели (ГБД).

Новият водогреен котел, използващ като гориво биомаса, и спомагателните съоръжения към него са изградени на територията на централата, собственост на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД, и са ситуирани на част от промишлената площадка, предназначена за енергийно разширение на производството.

Котелът на биомаса е инсталиран в ново, самостоятелно помещение с размери 30 x 10 m на площадка с размери 55 x 12 m. Площадката е разположена в непосредствена близост до съществуващото ИУ №1 (Комин 1) - северно от него. Непосредствено до него е изграден склад за биомаса с размери 30 x 70 m на терен, намиращ се северно от инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Местоположението на новия водогреен котел и склада за биомаса са посочени на приложения генерален план на отоплителната централа.

Водогрейният котел SZL14-1. 0/115/45-T за производство на топлинна енергия на база биомаса, със скарно изгаряне, с топлинна мощност 14 MW е произведен от фирма „Jiangsu Sifang Boiler Co.“ Ltd, Китай и закупена от „Shanghai Wellink Industry CO.“ Ltd“, Китай. Предназначен е за покриване на върховите топлофикационни товари на ТЕЦ, а се използва също и като основен източник на топлоснабдяване.

Котелът по тип е радиационен, водотръбен с принудителна циркулация, със скарно горене и е разчетен за работа на следните параметри.

- топлинна мощност	14 MW;
- налягане на мрежовата вода на входа	6-7 bar;
- температура на мрежовата вода на вход	42 -58 °C;
- температура на мрежовата вода на изход	115 °C;
- дебит	190 m ³ ;
- консумация на гориво	5 750 kg/h;
- к.п.д. при номинален товар	79%.

В подкрепа на своето искане дружеството е представило:

- Разрешение за ползване № СТ-05-1709/24.11.2016 г. на строеж „Водогреен котел с мощност 14 MW_t за производство на топлинна енергия за база биомаса“, издадено от ДНСК;

- Комплексно Разрешително (КР) № 33-Н1/2015 г., в сила от 14.08.2015 г. на МОСВ;

- Разрешително за емисии на парникови газове № 61-Н1/2016 г. за горивна инсталация за производство на електрическа и топлинна енергия с номинална топлинна мощност 74,45 MW_t, включваща: ВК № 1 (30 MW_t), ВК № 4 (30 MW_t), ВК № 5 (17,72 MW_t), парни котли КГ № 1 и КГ № 2 (по 7,56 MW_t), ПКГМ № 3 (8,13 MW_t), ГБД № 1, № 2 и № 3 (по 3,240 MW_t всеки), ГБД № 4, № 5 и № 6 (по 2,956 MW_t всеки);

- актуализирано Приложение № 1 – Списък и технически характеристики на основните съоръжения, предназначени за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в „Топлофикация - Бургас“ ЕАД.

С Решение № Р-211 от 16.06.2014 г. Комисията е дала разрешение на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД да сключи с „Инвестбанк“ АД договор за банков кредит в размер на 1 022 хил. евро и за сключване с „Инвестбанк“ АД на три броя договори за залог по реда на Закона за особените залози върху имущество, с което се осъществява лицензионна дейност.

Предназначението на сключения договор за кредит е за осигуряване на средства за изграждане на водогрейния котел с топлинна мощност 14 MW_t за изгаряне на биомаса под формата на дървесен чипс.

С монтирането на новия ВК № 5 ще се повиши ефективността при използването на първичния енергиен ресурс, ще се намалят генерираните парникови газове и общо

емисиите на димни газове при производството на енергия.

След извършената реконструкция няма да настъпят промени в експлоатацията на енергийния обект – той ще продължи да произвежда електрическа и топлинна енергия, което не води до изменение на вида на лицензията, а само до изменението на инсталираните мощности и на основните съоръжения в Приложение № 1.

С Решение № БП-59 от 18.09.2015 г. на Комисията на дружеството е одобрен бизнес план за периода 2015 г. – 2019 г. Прогнозните количества за новия период, както и отчетените за предходния 5-годишен период показват, че извеждането от експлоатация на водогрейни котли № 2 и № 3 няма да доведе до нарушаване снабдяването на потребители с топлинна енергия.

След извършените промени в съоръженията на енергийния обект на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД общата инсталирана топлинна мощност се променя от 392,289 MW_t на 74,45 MW_t, а електрическа мощност 17,823 MW_e остава непроменена.

Приложение № 1 „Списък и технически характеристики на основните съоръжения, предназначени за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в „Топлофикация - Бургас“ ЕАД“ следва да бъде изменено така, както е предложено от дружеството.

Дружеството предвижда след извеждане от експлоатация на водогрейни котли ВК-50 № 2 и ВК-100 № 3, същите да не се демонтират и предават на вторични суровини като скрап или продажба. Същите са изключени и изолирани от топлинната схема на централата. Прекъснато е електрическото захранване и е извършено пломбиране на задвижките на водния тракт на вход и изход от котлите.

В протокол от 14.08.2015 г. на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД е документирано извършеното пломбиране на главните газови задвижки на всички горелки на ВК-50 № 2 и ВК-100 № 3. Това е отразено и в констативен протокол № 009143/К-18-30 от 28.08.2015 г. на РИОСВ, гр. Бургас при извършване на текущ контрол по изпълнението на условията на издадено КР № 33-Н1/2015 г.

Дружеството е изградило в топлоизточника нов водогреен котел с мощност 14 MW за производство на топлинна енергия чрез оползотворяване на новия енергиен поток биомаса (дървесен чипс, слънчогледови пелети, слънчогледова шлюпка и др.) с входяща топлинна мощност 17,72 MW. Извършените разходи за придобиване на новия котел са в общ размер 3 731 452,53 лв. при източници на финансиране:

- инвестиционен кредит от „Инвестбанк“ АД – 1 998 858,26 лв. и
- собствени средства 1 732 594,27 лв.

С въвеждането в експлоатация на новия котел дружеството цели:

- да намали дела на природния газ в производството на топлинна енергия от водогрейната част и да намали зависимостта от вносното гориво;
- да намали разходите за закупуване на квоти на емисии CO₂ при работа с конвенционални горива;
- да подобри финансовата стабилност и повиши конкурентоспособността на дружеството и да се гарантира сигурността на бъдещите доставки на енергия на клиентите.

За оценката на ефективността на въведения в експлоатация нов котел на биомаса дружеството е приложило изчисления на някои основни финансови параметри, чиито стойности го определят като ефективен, тъй като изчислената NPV е положителна величина, а вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) е по-висока от дисконтовия фактор (i = 20%). Показателите са:

- | | |
|---|-----------------|
| - Нетна настояща стойност (NPV)- | 2 077 хил. лв.; |
| - Вътрешна норма на възвръщаемост (IRR) - | 36,30%; |
| - Срок на откупуване- | 4,38 години. |

Предвид гореизложеното може да се направи извод, че положителният ефект от въвеждането на водогреен котел на биомаса в производството ще се изрази във

възможността за диверсификация на горивата и използването на още един вид гориво няма да наруши изпълнението на лицензионните задължения на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД.

Изказвания по т.2:

Докладва Ю. Ангелова. Подаденото от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД заявление е на основание чл. 51 , ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), т.е. то е по искане на лицензианта и е във връзка с промени в енергийния обект и режимите на работа на основните съоръжения. Първата промяна е извеждане от експлоатация на два водогрейни котела с мощност 58.15 MW и 116.3 MW. Другата промяна е изграждането на нов водогреен котел с мощност 14 MW за производство на топлинна енергия на база биомаса: дървесен чипс, слънчогледови пелети и др. Има промяна в броя на едновременно работещите котлоагрегати (имат се предвид парните котли). Съгласно Условие 4.1.2 от Комплексното разрешително, не се разрешава експлоатация на повече от 1 брой парен котел едновременно в парокотелната станция. Отново във връзка с поставено условие в Комплексното разрешително, мощността на останалите два водогрейни котли се ограничава до 30 MW. Инсталацията за комбинирано производство (включваща шест газобутални двигатели) остава без промяна. Тези двигатели ще работят едновременно. В доклада са описани изисканите от работната група документи, които дружеството надлежно е представило. Представено е и Приложение № 1. Всяка актуализация на това приложение се счита за изменение на лицензията според чл. 49, ал. 3 от Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката. Може да се направи извод, че са налице правни и технически основания за изменение на лицензията на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД.

Ц. Камбурова докладва икономическите параметри на доклада. Дружеството предвижда след извеждането от експлоатация на водогрейните котли 2 и 3 същите да не се ремонтират. Те са изолирани и изключени от топлинната схема на централата. Прекъснато е електрическото захранване и е извършено пломбиране на котлите. Дружеството е изградило нов водогреен котел с мощност 14 MW. Разходите за придобиване на новия котел са в размер на 3 000 000 лв. Източниците за финансиране са инвестиционен кредит за 1 900 000 лв. Собствените средства са в размер на 1 700 000 лв. С въвеждането на новия котел „Топлофикация - Бургас“ ЕАД цели да намали дела на природния газ в производството на топлинна енергия и зависимостта от вносно гориво. В доклада са описани целите на дружеството относно въвеждането на новия котел. За оценка на неговата ефективност е приложен изчислителен модел. Изчислени са основните параметри. Въз основа на гореизложеното може да се направи извод, че положителният ефект от въвеждането на водогреен котел на биомаса ще се изрази във възможността за диверсификация на горивата и използването на още един вид гориво. Това няма да затрудни изпълнението на лицензионните задължения на дружеството.

А. Йорданов запита дали това е изводът на работната група.

Ц. Камбурова потвърди, че работната група е достигнала до този извод.

И. Александров обясни, че отсъствал поради отпуск и затова сега предлага изчисленията, които са в края на доклада и са на самото дружество да отпаднат. Според него те са прекалено оптимистични и непостижими. В крайното решение те могат да бъдат спестени, защото са свързани с определяне на цени и с други неща. На дружеството не трябва да се дават основания да смята, че тези данни са приети от Комисията на заседание.

А. Йорданов каза, че тези изчисления трябва да са проверени от страна на работната група, след като е изразено становище по тях.

И. Александров прочете проекта на решение, предложен от работната група.

Предвид изложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 1, чл. 21, ал. 1, т. 1, чл. 51, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 65, ал. 4

от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага КЕВР да вземе следните решения:

1. Да приеме доклада на работната група;
2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на подаденото заявление;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Топлофикация - Бургас“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството;
4. Докладът по т. 1, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в Интернет.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид изложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 1, чл. 21, ал. 1, т. 1, чл. 51, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 65, ал. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно заявление от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД за изменение/допълнение на лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия;
2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т.1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 09.08.2017 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Топлофикация - Бургас“ ЕАД, или други упълномощени от тях представители на дружеството;
4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка втора** участват на Комисията Александър Йорданов, Светла Тодорова, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно **одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-365 от 22.06.2017 г., както и събраните данни от проведено на 13.07.2017 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 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 Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). 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 чл. 112 и

сл. от 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 предоставя на Комисията ежегодно до 30 април десетгодишен план. При изготвянето на десетгодишния 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, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен 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 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. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО е публикувана в бр. С 428 от 19.12.2015 г. на „Официален вестник“ на Европейския съюз.

След анализ на фактите и обстоятелствата, и представения Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 200 от 10.04.2017 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 периода 10-25 април 2017 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията не са постъпили становища.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. 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“). Направено 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 – внос и местен добив на природен газ за 2016 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 2007-2016 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 2015 г. и 2016 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2017-2026 г., като са разгледани:

прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2017-2021 г. и прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през съществуващата инфраструктура 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 и за отмяна на Директива 2004/67/ЕО на Съвета, 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 двадесет години. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на търсенето 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 инфраструктура), както и базова оценка за очакваните нива на местен добив (на база на капацитета на действащите находища към 2017 г.) и *цели* (изграждане и пускане в експлоатация на проектите от „общ интерес“, както и други проекти), както и оптимистична оценка за очакваните нива на местен добив (на база на издадени концесии за проучване и добив).

Изчисленията при базовия сценарий илюстрират, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура не е в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на природен газ на територията на България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, в плана се посочва, че при реализация на проектите „от общ интерес“ България ще изпълни стандарта за инфраструктура до края на 2019 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), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на природен газ, и проект за разширение на ПГХ „Чирен“ и/или за ново газохранилище.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2017-2026 г. инвестиции ще допринесат за постигането 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.

Гарантирането на сигурността на доставките на природен газ за страната ще се осъществи чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи и инвестиции за разширяване на подземното хранилище за съхраняване на природен газ, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и 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 и изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите, включването на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и на проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, планът е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

1. инвестиции, за които вече е взето решение и които са предвидени за изпълнение през периода 2017-2019 г. - проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето решение (таблица 1);

2. инвестиции, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната - инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2017-2026 г. (таблица 2);

3. проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период (таблица 3).

Допълнително е представено по-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.

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 2017-2019 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2019 г. по окупирани обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2017-2019 г.	
1. Инвестиции за Компресорни станции	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
КС „Кардам 2“ – собствен водоизточник за промишлени нужди; КС „Провадия“ – склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам“ – навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части; КС „Ихтиман“ – учебно-практически център; обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните	2017-2019 г.

съоръжения в КС „Провадия“; препрограмиране на промишлени контролери в КРУ 0,4/20 на компресорни станции; преоборудване на горивните системи на 2 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 (КС „Кардам“ и КС „Странджа“) с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ; КС „Кардам“ – аварийен дизел генератор; възстановяване антикорозионното покритие на резервно захранване 20 kV на КС „Ихтиман“ – ВЛ „Тракия“; КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“ – ремонт на сгради ел. проходна; реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“	
Основни ремонти на газотурбинни двигатели, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2017-2019 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“	2017 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“	2017-2018 г.
2. Инвестиции на съществуващи АГРС	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция, преустройство 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.	2017-2018 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2017-2019 г.
3. ПГХ Чирен	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения 3D полеви сеизмични проучвания; профилактика на продуктивната зона на сондажи; проект за модернизация на телеметричната система на сондажите	2017-2019 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“ – намаляване на вибрациите в ГМК; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2017-2018 г.
4. Национална газопроводна мрежа	
Възстановяване на работното налягане на газопроводно отклонение Правец; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово; реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен“ чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца“; увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“	2017-2019 г.
5. Транзитни газопроводи	
Реконструкция на защитни съоръжения и ремонт на ОС „Стряма“	2017-2018 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, Перник	2017-2019 г.
2. Съхранение на природен газ	
Изграждане на нови сондажи и шлейфи	2017 г.
Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. газомоторни компресори (ГМК); проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“	2017-2019 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2017-2019 г.
III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ	
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец“ – Очистна станция (ОС) „Недялко“	2017-2019 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	
Изграждане на нови газопроводни отклонения с АГРС до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог	2017-2019 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС – КВ и АГРС „Игнатиево”; ГИС „Чирпан” и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2017-2019 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 2017-2026 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 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	
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната газопреносна мрежа	2018-2019 г.
Свързване с националната газопреносна мрежа на Междусистемна газова връзка България - Сърбия	2018-2019 г.
Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2017-2020 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2017-2026 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 2017-2026 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 – етап 2 – КС „Ихтиман”, КС „Лозенец“ и КС „Петрич“	2017-2021 г.
Преоборудване на горивните системи на 4броя Газотурбинен агрегат (ГТА) тип ТНМ 1304/11 на КС „Провадия“ с нискоемисионни горивни камери	2018-2020 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	2018-2019 г.
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2017-2019 г.
Основен ремонт подмяна на участък от преносния газопровод от КС „Вълчи дол” до КВ „Преселка”	2017-2020г.
3. Общи за разпределение	
Газов хъб „Балкан“	2017-2018 г.
4. Съхранение на природен газ	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен”	2018-2024 г.

II. Инвестиционна програма за периода 2017-2026 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2017-2019 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

Таблица № 4

Програма/Раздел	2017 г.	2018 г.	2019 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	92 590	122 202	95 619
РАЗДЕЛ I. 1-Изграждане на нови обекти	47 131	44 307	44 411
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	30 818	10 363	5 094
Линейна част	29 467	8 528	254
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	25	36	75
Комуникационни и информационни системи	1 326	1 799	4 765
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	11 058	17 927	26 203
Линейна част	2 663	12 239	17 821
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	60	499	
Комуникационни и информационни системи	6 338	4 299	6 352
АГРС и ГИС	1 998	891	2 030
<i>Съхранение на природен газ</i>	1 326	3 195	2 000
Сондажен фонд и шлейфи	1 171		
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	155	3 195	2 000
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	3 929	12 821	11 115
Линейна част	90		
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	1 394	10 477	10 905
Комуникационни и информационни системи	2 444	2 344	210
РАЗДЕЛ I.2-Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	32 461	67 770	43 708
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	13 079	19 468	2 013
Линейна част	2 144	1 179	
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	10 935	18 289	2 013
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	10 528	36 178	39 565
Линейна част	3 291	25 344	39 065
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	5 604	7 425	
АГРС и ГИС	1 634	3 409	500
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 738	7 049	1 130
Комуникационни и информационни системи	510	190	
Сондажен фонд и шлейфи	4 739	4 043	1 130
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	2 190	2 816	
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 415	5 075	1 000
Линейна част	480	2 660	500
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	435	1 915	
Централно диспечерско управление	500	500	500
РАЗДЕЛ I.3-Доставка на машини и оборудване	12 998	10 125	7 500

Инвестиционна програма за периода 2020-2026 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2020 г. ХИЛ. ЛВ.	2021 г. ХИЛ. ЛВ.	2022 г. ХИЛ. ЛВ.	2023 г. ХИЛ. ЛВ.	2024 г. ХИЛ. ЛВ.	2025 г. ХИЛ. ЛВ.	2026 г. ХИЛ. ЛВ.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	81 605	79 390	37 900	38 804	40 960	42 189	43 454
РАЗДЕЛ I. 1 - Изграждане на нови обекти	23 300	23 250	11 300	11 817	12 644	13 024	13 414
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 750	3 400	3 800	4 013	4 294	4 423	4 555
Национална газопреносна мрежа	5 450	5 650	5 100	5 304	5 675	5 846	6 021
Съхранение на природен газ	12 000	12 000	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 200	2 400	2 500	2 675	2 755	2 838
РАЗДЕЛ I. 2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	50 305	47 640	18 600	18 987	20 316	20 926	21 553
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	10 500	10 900	11 000	11 200	11 984	12 344	12 714
Национална газопреносна мрежа	37 155	33 950	4 600	4 692	5 020	5 171	5 326
Съхранение на природен газ	800	840	900	953	1 020	1 050	1 082
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 100	2 142	2 292	2 361	2 432
РАЗДЕЛ I. 3 - Доставка на машини и оборудване	8 000	8 500	8 000	8 000	8 000	8 240	8 487

III. Пазарът на природен газ в региона

Представен е подробен преглед на развитието на пазара на природен газ в региона, който е във връзка с очакванията за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Това се основава от една страна на очаквано повишено потребление и от друга – на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, както и на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, с потенциала на местния добив. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България, както и с други значими проекти в региона.

Подробно са разгледани пазарите на природен газ в съседните на България страни, което допринася за очертаване на основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар. Във връзка с прегледа на газовите пазари на съседните страни може да бъде обобщено, че са налице обективни очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на България пазари.

Към момента страната има един основен източник за доставки на природен газ – Руската Федерация, което обуславя високата зависимост от руските газови доставки, а местният добив е незначителен. Негативно влияние върху сигурността на доставките за страната оказва съществуването само на едно трасе за внос на природен газ от Русия през териториите на Украйна, Молдова и Румъния.

Понастоящем липсва необходимата инфраструктура – междусистемни връзки и достъп до терминали за внос на втечен природен газ, чрез които да се осъществяват алтернативни газови доставки за страната. Този въпрос стои и пред редица други държави в региона. Това обстоятелство е ключова предпоставка за ускореното изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния и свързаността със значими трансграничните проекти, както и проектите от „Южен газов коридор“.

Съществено влияние върху газовия пазар ще окаже и осъществяването на проекта за газоразпределителен център в България - хъб „Балкан“, който получи подкрепа и одобрение от Европейската комисия (ЕК). В допълнение, в подписан през м. ноември 2016

г. Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и словашкия газов оператор „Eustream“, се разглежда възможността за координирано развитие на проекта за газов хъб „Балкан“, в съответствие с проекта „Eastring“. В документа са отразени намеренията на двете страни за синхронизирана работа по двата проекта, с цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ в региона на Централна и Югоизточна Европа. Предвижда се оказване на подкрепа за присъединяването и на други заинтересовани страни в процеса на развитие на проектите. Важна предпоставка за реализацията на газоразпределителния център ще бъде и разширяването на ПГХ „Чирен“, което е в ход. Съхранението на природен газ е предмет на Меморандум за разбирателство между азербайджанската държавна петролна компания SOCAR и „Булгартрансгаз“ ЕАД от м. септември 2014 г.

Приоритетно през следващите години ще бъде изпълнението на проектите от „общ интерес“ в секторите електроенергетика и природен газ, като се очаква в тях да бъдат инвестирани средства в размер на 5.35 млрд. евро по програма „Механизъм за свързване на Европа“.

Реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улесни достъпа до източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

IV. Описание на ключови проекти:

1. Изграждане на регионален газов хъб в България – газов хъб „Балкан“

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с газ - хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена със стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

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

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

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

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

2. Eastring – България

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

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е компанията, която е ангажирана за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/ден) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/ден) се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена възможност за свързване на „Eastring“ с мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

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

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 мрежата 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.

4. Междусистемна връзка България – Румъния (IBR)

В края на 2016 г. е пусната в експлоатация реверсивната междусистемна връзка България - Румъния (IBR), която осигурява свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. С финализирането на проекта се постигна диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопреносната мрежа. Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и Трансгаз С.А., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г. Същевременно, за осигуряване на пълния проектен капацитет на доставки от Румъния към България е необходимо изграждането на компресорна станция на територията на Румъния (ангажимент на Румъния), с цел уеднаквяване наляганята в газопреносните мрежи на двете страни.

5. Междусистемна газова връзка Турция – България (ITB)

Междусистемната връзка Турция - България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на

източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ИТВ представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м³/г. Междусистемната връзка Турция - България е проект от „общ интерес” съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране в размер до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy). През 2016 г. е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта Междусистемна връзка Турция - България, направени са препоръки за избор на газопроводно трасе, технически проучвания, оценка на разходите, оценка и анализ на пазарните нужди, анализ разходи-ползи, предварителна оценка на въздействието върху околната среда и на социалното въздействие, график за развитие на проекта, предварително задание за технически проект, оценка на рисковете и др. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ИТВ е 2020 г.

6. Междусистемна газова връзка България-Сърбия (IBS)

Междусистемната реверсивна газова връзка България - Сърбия има за цел свързване на националните газопрееносни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика” 2007-2013 г. за дейностите, включени в Първа фаза на проекта.

По данни от техническия проект, дължината на трасето София - Димитровград - Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД е в района на Нови Искър. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м³, а максималният е 3.2 млрд. м³. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.”. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 2020 г.

7. Междусистемна газова връзка Гърция – България (IGB)

Междусистемната газова връзка Гърция - България е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 и е първи в листата от общо приоритетни проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа CESEC. За реализацията на проекта е осигурено съфинансиране от „Европейската енергийна програма за възстановяване” под формата на безвъзмездна финансова помощ. Подписан е и мандат с Европейската банка за възстановяване и развитие за стартиране на преговори с цел финансиране на фаза изграждане. За реализацията на проекта има предвидена държавна гаранция, която последователно се подновява през 2015 г., 2016 г. и 2017 г., чийто настоящ размер е 220 млн. лева. Според актуалния график на проекта, се очаква строителството да започне през първото тримесечие на 2018 г. и проектът да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

8. Увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен”

Проектът за разширение на ПГХ „Чирен” се състои в поэтапно увеличаване на капацитета на газохранилището - по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебита при добив и при нагнетяване. Проектът е от „общ интерес”. През м. май 2016 г. са приключили дейностите по наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. През 2017 г. и 2018 г. се планира да бъдат изпълнени 3D поледи сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура. След тяхното изпълнение ще се премине към етап на окончателен избор на вариант за разширение на ПГХ „Чирен” и пристъпване към изпълнението му. С проекта за разширение на ПГХ „Чирен” се цели от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските потребители и потребителите в

страните от региона, а от друга - развитието на ПГХ „Чирен” като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар, тъй като ПГХ „Чирен” е неразделна част от регионалната газова система, състояща се от междусистемни връзки, LNG терминали, хранилища.

На 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране за „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“. През 2016 г. „Булгартрансгаз” ЕАД е кандидатствал за съфинансиране на „Подготвителни дейности, част от проект от „общ интерес” 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен” - „Внедряване на софтуерен продукт за моделиране и определяне на оптималните режим на експлоатация на ПГХ „Чирен” във връзка с неговото разширение”. Грантовото споразумение е подписано и е в сила от 03.11.2016 г. и към момента действието се изпълнява.

9. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, които са в ход: газопроводно отклонение Разлог - Банско; газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп; газопроводно отклонение до Свищов; газопроводно отклонение с автоматична газорегулираща станция (АГРС) до Сопот и Хисаря (в етап на проучвателни дейности).

10. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура: модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура; модернизация на съществуващите системи за автоматично управление на газокомпресорни агрегати и общостанционна система на компресорни станции КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”; изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец” - очистно съоръжение „Недялско” (част от първа фаза на проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); подмяна на Преносен газопровод в участъка общостанционна система (ОС) Беглеж – кранов възел (КВ) Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (част от втора фаза на проект от общ интерес Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1” с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен” чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца”; увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”; основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П, в т.ч. планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304; мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец”, КС „Петрич”, КС „Ихтиман” (част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура”); намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен”; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията и внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет.

V. Развитие на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в периода 2017-2021 г.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръженията, в предвидения десетгодишен период.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в периода 2017-2021 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 6

Към 1 януари, в млн.м ³ /д	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
---------------------------------------	---------	---------	---------	---------	---------

Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	29.1	29.6	29.6	39.92	57.44
Изходен капацитет	45.06	45.06	45.06	54.56	72.08
Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМП)					
Входен капацитет	62.36	62.36	62.36	62.36	65.28
Изходен капацитет	61.33	61.33	66.13	66.13	69.05

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва очакваното развитие на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизация и рехабилитация на съществуващата инфраструктура в обхванатия период. Към настоящия момент е в процес изясняването на източниците и маршрутите, от които би достигнал природен газ до територията на България, поради което са възможни различни варианти на степента на използваемост на газопреносните мрежи на дружеството.

Планираните дейности в периода 2017-2021 г. целят осигуряване на необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че 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 общоевропейската 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.

VI. Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2016 г.:

С писмо с вх. № Е-15-45-17 от 28.04.2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен финансов отчет за 2016 г. и годишен доклад за дейността на дружеството.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от ЗЕ, КЕВР наблюдава и контролира изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Съгласно чл. 114, ал. 1 от НЛДЕ, Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят (чл. 114, ал. 2 от НЛДЕ). Във връзка с цитираните разпоредби, с писмо с изх. № Е-15-45-14 от 11.05.2017 г. е изискано „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2016 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2016-2025 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2016 г., заедно с обяснение за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. На дружеството е указано, че към отчета следва да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2016 г., които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-14 от 19.05.2017 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2016 г. в хил. лв. по видове лицензионни

дейности е посочено в следващата таблица:

Таблица № 7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2016 г.	Инвестиции ПИП и ИП План (хил. лв.)	Инвестиции ПИП и ИП Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	54 059	26 148	48%
Пренос по национална газопреносна мрежа	28 838	14 981	52%
Съхранение на природен газ	23 619	22 934	97%
Общи за разпределяне по видове дейности	14 328	6 013	42%
Доставка на машини и оборудване	16 187	7 704	48%
Общо	137 031	77 780	57%

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за прединвестиционна подготовка и инвестиции за 2016 г. е в размер на 77 780 хил. лв., т. е. 57% изпълнение.

С писмо с вх. № Е-15-45-14 от 19.05.2017 г. дружеството е представило информация за проектите от одобрения от Комисията Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2025 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2016 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2017 г. Тези проекти са представени в таблица, приложение № 1 към настоящия доклад. Дружеството посочва, че планираните за реализация през 2016 г. проекти, по които има неусвоени инвестиции, в основната си част са с преходен характер и тяхното изпълнение, респективно инвестициите за тях, ще бъдат осъществени през 2017 г.

Следва да се има предвид, че газопровод високо налягане Чирен - Козлодуй - Оряхово, АГРС „Козлодуй“ и АГРС „Оряхово“ не е включен в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г., поради спряно финансиране.

Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2016 г.

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2015-2016 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2016 г. са съпоставени с данните за 2015 г.

1. Анализ и динамика на структурата на приходите

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по национална газопреносна мрежа и по газопреносна мрежа за транзитен пренос 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, за които се извършва транзитен пренос. В тази връзка, в годишните финансови отчети, природният газ за технологични нужди е представен и в приходната, и в разходната част. За предоставения безвъзмезден природен газ ООО „Газпром экспорт“ ежесечно издава фактура с нулева стойност. Само за митнически и счетоводни цели, този газ се остойностява по цена на входа на газопреносната мрежа, утвърдена на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД от КЕВР.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2016 г. възлиза на 344 060 хил. лв., като е отчетено намаление спрямо 2015 г. от 12.16% или 47 610 хил. лв.

Сравнението на приходите на дружеството за 2015 г. и 2016 г. е представено в следващата таблица:

Таблица № 8

Показатели	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	Изменение в %
Нетни приходи от продажби	363 735	331 465	-8.87%
Финансови приходи	27 935	12 595	-54.91%
Общо приходи	391 670	344 060	-12.16%

Нетните приходи от продажби включват приходи: от пренос до клиенти в страната, от транзитен пренос, от съхранение на природен газ, от природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос и други приходи от дейността.

През 2016 г. нетните приходи от продажби представляват 96.34% от общия размер на приходите и са в размер на 331 465 хил. лв. или с намаление с 8.87% спрямо тези през 2015 г. В стойността на нетните приходи от продажби е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 54 328 хил. лв. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопровода за транзитен пренос и не носи реален приход на дружеството.

При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през 2015 г. и 2016 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2016 г. са по-високи от отчетените през 2015 г. с 7534 хил. лв. (2.79%), като увеличение се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на дружеството.

Най-голям относителен дял от 62.62% в нетните приходи от продажби през 2016 г. имат приходите от транзитен пренос на природен газ, съгласно сключено споразумение с ООО „Газпром экспорт“ – Русия, възлизащи на 207 547 хил. лв., увеличени с 0.74% спрямо 2015 г. Увеличението се дължи на по-големите транзитирани количества природен газ към съседните държави.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната в нетните приходи през 2016 г. е 18.22%, като са реализирани приходи с 1653 хил. лв. повече от реализираните през 2015 г. Увеличението с 2,81% е вследствие на по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2016 г. в сравнение с пренесените през 2015 г.

През 2016 г. са отчетени приходи от съхранение на природен газ в размер на 3 994 хил. лв., което представлява шест пъти повече от отчетените 589 хил. лв. през 2015 г. Увеличението се дължи на влязлото в сила от 01.04.2016 г. изменение на Плана за действие при извънредни ситуации, утвърден от министъра на енергетиката, съгласно който предприятията, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление, са задължени да заплащат разходите за съхранение на природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението.

Другите приходи от дейността, които представляват 1.57% от нетните приходи от продажби, са се увеличили с 22.37% през 2016 г. спрямо предходната година или с 949 хил. лв. Увеличението се дължи основно на по-високите приходи от финансиране, които са 14 пъти повече от отчетените през 2015 г.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват с 54.91% спрямо отчетените през 2015 г. или намалението е с 15 340 хил. лв. Намалението се дължи на по-ниските приходи от промяна на валутния курс през 2016 г. (в размер на 9 996 хил. лв., при реализирани 23 537 хил. лв. през 2015 г.). Приходите от валутни курсови разлики не представляват реален паричен разход, а счетоводно записване на изменението на стойността на наличните парични средства във валута, което е в резултат на увеличението на курса на долара. По-ниски са и приходите от лихви в размер на 2 599 хил. лв. за 2016 г., при реализирани 4 398 хил. лв. през 2015 г., поради намаление на лихвените нива на банковия пазар.

2. Анализ и динамика на структурата на разходите

Структурата на общите разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа оперативни, други и финансови разходи. Оперативните разходи включват: 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 2015 г. и 2016 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2015 г. хил.лв.	2016 г. хил.лв.	Изменение в %
Технологични разходи	106 641	61 155	-42.65%
за пренос на природен газ до клиенти в страната	10 726	5 487	-48.84%
за трансграничен пренос на природен газ	94 132	54 328	-42.29%
за съхранение на природен газ	1 783	1 340	-24.85%
Разходи по икономически елементи в т.ч.:	166 555	200 746	20.52%
<i>Разходи за материали</i>	<i>6 823</i>	<i>5 911</i>	<i>-13.37%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>14 824</i>	<i>11 730</i>	<i>-20.87%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>72 187</i>	<i>85 511</i>	<i>18.46%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>47 037</i>	<i>50 461</i>	<i>7.28%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>6 728</i>	<i>6 909</i>	<i>2.69%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>18 956</i>	<i>40 224</i>	<i>112.20%</i>
Оперативни разходи	273 196	261 901	-4.29%
<i>Разходи в т. ч.: от промени в салда на прод. и незавършено строителство, отчетна стойност на продадени активи, разлика на природен газ в транзитния газопровод в края на годината.</i>	304	293	53.80%
Финансови разходи	14 656	8 135	-44.49%
Общо разходи	288 156	270 329	-6.19%

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2016 г. са с 11 295 хил. лв. или с 4.13% по-малко в сравнение с отчетените през 2015 г. Намалението на оперативните разходи се дължи на намаление на: технологичните разходи с 45 486 хил. лв. (42.65%), на разходите за външни услуги с 3 094 хил. лв. (20.87%) и на разходите за материали с 912 хил. лв. (13.37%).

Технологичните разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и за съхранение на природен газ са в размер на 61 155 хил. лв. или намаление с 42.65% спрямо 2015 г. През 2016 г. има намаление на технологичните разходи при лицензионните дейности, което се дължи на по-ниската среднопретеглена цена, по която е осчетоводен природният газ за всяка от дейностите. Използваните количества природен газ за технологични нужди по преноса по националната и транзитната газопреносни мрежи са по-ниски от тези през 2015 г.

Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната намаляват от 10 726 хил. лв. за 2015 г. на 5 487 хил. лв. за 2016 г., или намаление с 48.84%. Причината е по-ниската среднопретеглена цена, по която са осчетоводени технологичните разходи за пренос на природен газ в страната, която за 2016 г. в размер на 368.75 лв./1000 нм³, в сравнение с 2015 г., когато е била в размер на 557.48 лв./1000 нм³.

Технологичните разходи за транзитен пренос бележат намаление от 42.29%, като от 94 132 хил. лв. за 2015 г. намаляват на 54 328 хил. лв. за 2016 г., в резултат на по-ниската среднопретеглена цена в размер на 306.73 лв./1000 нм³, по която е осчетоводен природният газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата за 2016 г., сравнена с тази за 2015 г., когато е в размер на 468.64 лв./1000 нм³.

Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1 340 хил. лв. и са по-ниски спрямо 2015 г. с 443 хил. лв. или с 24.85% поради по-ниската среднопретеглена цена, по

която са осчетоводени технологичните разходи за съхранение на природен газ. Тази цена е в размер на 344.32 лв./1000 нм³ за 2016 г., а през 2015 г. е в размер на 542.42 лв./1000 нм³.

Разходите по икономически елементи за 2016 г. са в размер на 200 746 хил. лв. и представляват 76.65% от оперативните разходи. Общо разходите по икономически елементи бележат ръст с 20.53% или с 34 191 хил. лв. спрямо 2015 г. Разходите за амортизации се увеличават с 18.46%, разходите за персонал - с 7.28%, разходите за социално осигуряване - с 2.69% и другите разходи - с 112.20%. Основна причина за увеличението на разходите за амортизации е извършената към края на 2015 г. преоценка на дълготрайните материални активи въз основа на доклад от независим лицензиран оценител, както и на въведените в експлоатация нови нискоемисионни агрегати на компресорни станции по мрежата за транзитен пренос на природен газ. Разходите за персонал са по-високи от реализираните през 2015 г. в резултат на извършената актуализация на основната заплата в „Булгартрансгаз“ ЕАД, съгласно изискванията на подписания Колективен трудов договор. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 40 224 хил. лв. за 2016 г. и се увеличават спрямо 2015 г. Причината е основно поради увеличението на разходите за обезценка с 15 647 хил. лв. и в които са включени разходи за загуба от обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка“ АД („КТБ“ АД). Обезценката за 2016 г. е в размер на 22 895 хил. лв. и е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 194 от 01.03.2017 г. Обезценката на вземанията от „КТБ“ АД през 2015 г. е в размер на 6 300 хил. лв. и е извършена въз основа на прието Решение от Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД („БЕХ“ ЕАД) с Решение по т.1.9.2. от Протокол № 11-2016 от 01.03.2016 г.

Разходите за материали са в размер на 5 911 хил. лв. за 2016 г. спрямо 6 823 хил. лв. за 2015 г. или бележат спад с 13.37%. Намалението се дължи основно на по-ниските разходи за електроенергия, вода и топлинна енергия, в резултат на по-малко изразходваните количества електрическа енергия от компресорните станции, както и на по-ниската цена на електрическата енергия, поради излизането на дружеството на свободния пазар на електроенергия. Разходите за външни услуги за 2016 г. са в размер на 11 730 хил. лв. и са с 20.87% по-ниски разходи спрямо 2015 г., което се дължи основно на намалелите разходи за инспекция на газопровод с 3 097 хил. лв. и тези за застрахователни услуги с 465 хил. лв.

През 2016 г. са извършени разходи по направени вноски за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ на обща стойност 6 917 хил. лв., които представляват 5% от приходите за достъп, пренос и съхранение на природен газ без ДДС, съгласно допълнение на чл. 36е, ал.1 от ЗЕ, в сила от 21.06.2016 г.

Финансовите разходи през 2016 г. намаляват с 44.49% спрямо 2015 г. или с 6 521 хил. лв., което се дължи основно на реализираните по-ниски разходи от промяна на валутния курс лев/долар. През 2015 г. финансовите разходи са били в размер на 14 656 хил. лв., а през 2016 г. са в размер на 8 135 хил. лв.

Общо разходите през 2016 г. намаляват с 17 827 хил. лв. спрямо 2015 г. или с 6.19%.

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

Анализ на активите, пасивите и собствения капитал

Таблица № 10

Показатели	2015 г. (хил. лв.)	2016 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	1 846 824	1 815 766	-1.68%
Текущи активи	330 666	394 754	19.38%
Общо активи	2 177 490	2 210 520	1.52%
Обща сума на капитал и резерви	2 001 158	2 040 040	1.94%
Нетекущи пасиви	133 166	156 123	17.24%
Текущи пасиви	43 166	14 357	-66.74%

Общо пасиви	176 332	170 480	3.32%
Общо собствен капитал и пасиви	2 177 490	2 210 520	1.52%

Към края на 2016 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 210 520 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 33 030 хил. лв. или с 1.52% спрямо 2015 г.

Нетекущите активи представляват 82.14% от общата стойност на активите на дружеството. През 2016 г. стойността на нетекущите активи е намаляла с 31 058 хил. лв. или с 1.68% спрямо стойността им към края на 2015 г. Понижението на стойността на нетекущите активи се дължи на намалението на дългосрочните вземания от свързани лица и други дългосрочни вземания спрямо 2015 г. Намалението на дългосрочните вземания от свързани лица се дължи на сключеното през 2015 г. споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за изплащане на задълженията за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ. Намалението на дългосрочните вземания в частта други е в резултат на извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „КТБ“ АД. Дългосрочните вземания включват освен вземането от обявената в несъстоятелност „КТБ“ АД и вземания от Агенция „Митници“ и други дългосрочни вземания. Вземането от Агенция „Митници“ е в размер на 67 хил. лв., представляващо платен депозит, а другите вземания са в размер на 53 хил. лв. Най-голям дял в нетекущите активи (79.40%) имат „имоти, машини, съоръжения и оборудване“, които са увеличени с 0.29% в сравнение с 2015 г. или с 5 054 хил. лв. Балансовата стойност на нематериалните дълготрайни активи се увеличава от 2 099 хил. лв. за 2015 г. на 4 547 хил. лв. за 2016 г. Увеличението се дължи на закупения през 2016 г. софтуер за управление на интегритета на газопроводите – PIMS.

Текущите активи се увеличават от 330 666 хил. лв. през 2015 г. на 394 754 хил. лв., в края на 2016 г., или увеличение с 19.38%, в резултат на увеличението на паричните средства и еквиваленти от 165 534 хил. лв. за 2015 г. на 240 353 хил. лв. за 2016 г. Материалните запаси се увеличават на 108 137 хил. лв. ли с 0.21% , търговските и други краткосрочни вземания са в размер на 22 788 хил. лв. или намаление с 23.23%, вземанията от свързани лица са 23 110 хил. лв. или намаление с 13.30%.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица на „Булгартрансгаз“ ЕАД възлизат на 47 819 хил. лв. към края на 2016 г. и бележат спад с 19 263 хил. лв. спрямо 2015 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 40 426 хил. лв. през 2015 г. намаляват на 24 709 хил. лв. през 2016 г. или с 38.88%. Краткосрочните вземания от свързани лица от 26 656 хил. лв. за 2015 г. намаляват на 23 110 хил. за 2016 г., или с 13.30%. Намалението се дължи на споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за разсрочено изплащане на натрупаните задължения за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ.

Основните вземания са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително просрочените вземания. Към края на 2016 г. те са в размер на 47 551 хил. лв. и представляват 99.44% от вземанията от свързани лица на дружеството. През 2015 г. между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено споразумение и подписан погасителен план за разплащане, с цел намаляване на вземанията.

Акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 799 492 хил. лв. за 2015 г. е увеличен на 841 414 хил. лв. за 2016 г., или с 5.24%. С Решение № 30-2016 от 14.05.2016 г. на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД, акционерният капитал на дружеството е увеличен с 41 922 хил. лв. за сметка остатъка от нетната печалба на дружеството за 2015 г. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 040 040 хил. лв. и се е увеличил с 38 882 хил. лв. спрямо отчетения през 2015 г., в резултат от увеличения основен капитал на дружеството, законовите резерви и неразпределената печалба на дружеството.

Нетекущите пасиви се увеличават от 133 166 хил. лв. за 2015 г. на 156 123 хил. лв. за 2016 г., или с 17.24%, като основно се дължи на увеличението на отсрочените приходи от финансиране.

Текущите пасиви намаляват от 43 166 хил. лв. през 2015 г. на 14 357 хил. лв. за 2016 г. или с 66.74%, в резултат на намаление на краткосрочни задължения на гаранции по договори. Съществена част от тези гаранции са задържани суми по договори за строителство, които се изпращат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите.

Сравнението на финансовите показатели на дружеството за 2015 г. и 2016 г. показва следното:

Коефициентът на обща ликвидност от 7.66 за 2015 г. се увеличава на 27.50 за 2016 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 е 5.16 за 2015 г. и се увеличава на 19.96 за 2016 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) е 0.35 за 2015 г. и намалява на 0.24 за 2016 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал намалява от 0.05 за 2015 г. на 0.03 за 2016 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1.50 за 2015 г. и намалява на 1.33 за 2016 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1.33 лв. приходи за 2016 г.

Коефициентът на ефективност на приходите нараства от 0.67 за 2015 г. на 0.75 за 2016 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал от 1.08 за 2015 г. се увеличава на 1.12 за 2016 г. и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 11.35 за 2015 г. се увеличава на 11.97 за 2016 г. и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над единица показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задлъжнялост е 0.08 за 2015 г., като стойността му се запазва и през 2016 г. Той определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

Сравнението на финансовите резултати за 2015 г. и 2016 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 11

Финансови показатели	2015 г. хил. лв.	2016 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	162 422	154 782	-4.70%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	90 235	69 271	-23.23%
ЕВТ - печалба преди данъци	103 514	73 731	-28.77%
Нетна печалба за периода	93 162	66 342	-28.79%

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 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 Десетгодишния 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 десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща

всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Резултатите от извършения анализ на представения със заявление с вх. № Е-15-45-14 от 26.04.2017 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-365 от 22.06.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 147 от 06.07.2017 г., т. 1. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 13.07.2017 г. е проведено обществено обсъждане, на което са присъствали представители на заявителя, на Министерство на енергетиката (МЕ), на „Булгаргаз“ ЕАД и на Българска газова асоциация (БГА). Представителите на МЕ и „Булгаргаз“ ЕАД не са направили възражения по доклада и по Десетгодишния план.

Представителят на БГА е изразил становище, че приемането на Десетгодишния план следва да се осъществи съгласно чл. 81г от ЗЕ, след провеждане на обсъждане от „Булгартрансгаз“ ЕАД със заинтересованите страни. Счита, че операторът трябва да аргументира причините за залагане на определени трасета в развитието на газоразпределителната мрежа. Предлага „Булгартрансгаз“ ЕАД да планира мероприятия за измерване на всички входни и изходни точки, от вход в страната до ПГХ „Чирен“ и до всяка компресорна станция, с оглед неизграждане на баланса на база разходна норма.

Отделно от гореизложеното, в предоставения на заинтересованите лица 14-дневен срок, БГА е представила в Комисията писмо с вх. № Е-04-41-3 от 17.07.2017 г., в което изразява следното становище: Посочва, че в доклада не е оценено изпълнението на Десетгодишния план от предходния период, както и че разработката на плана като дългосрочен документ следва да се основава на Националната програма за развитие: България 2020 и Енергийната стратегия на Република България. Според БГА, „Булгартрансгаз“ ЕАД следва да планира развитието на националната газопреносна мрежа като преносна мрежа, а не като разпределителна. В тази връзка са изложени твърдения, че чрез приложения в Десетгодишния план подход газопреносната мрежа се развива като газоразпределителна предвид присъединяването на големи индустриални потребители и планираните за изграждане газопроводи до Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог, Сопот и Хисаря, част от които ще функционират като разпределителни, като в част от териториите няма изградени газоразпределителни мрежи. Според БГА, по отношение газификацията на териториите от Подбалкана аналогично решение е развиването на газоразпределителните мрежи на „Ситигаз“ АД. От друга страна, „Булгартрансгаз“ ЕАД не планира присъединяване на съществуващите газоразпределителни мрежи в Свиленград, Карлово, Чепеларе и Пампорово. Предвид изложеното БГА счита, че операторът на газпреносна мрежа не само превръща мрежата в газоразпределителна, но и стагнира развитието в сектор „Природен газ“, тъй като присъединява големите индустриални клиенти, а останалите клиенти са поставени в икономически неизгодни условия. БГА приема за логично планирането в Десетгодишния план на изграждане на средна тангента по протежението на Подбалкана, свързваща КС „Ихтиман“ с КС „Лозенец“, която ще увеличи обема на лайн-пека и ще подобри балансирането на газопреносната система, но от друга страна, посочва, че това ще обезсмисли пресичания на Средна гора до Пирдоп, Сопот, Карлово, Калофер и други. Направено е предложение разширението на газопреносната мрежа в нови региони и включването им в Десетгодишния план да се планира след извършване на експертиза с прилагане на методи за оценка на алтернативни инвестиционни проекти. БГА отново е изразила становище, че е налице пропуск в Десетгодишния план във връзка с липсата на конкретни мероприятия за подобряване на системата за контрол и мониторинг на всички изходни точки от преносната мрежа. В заключение, БГА предлага обществено обсъждане за оценка на състоянието на националната и транзитната газопреносни мрежи и изпълнението на Десетгодишните планове на оператора, както и за приемане на перспективи за развитието на мрежите в условията на либерализация на газовия сектор и в съответствие с Националната програма за развитие: България 2020 и Енергийната

стратегия на Република България.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е изразило становище и е представило информация в хода на проведеното обществено обсъждане, както и с писмо с вх. № Е-04-41-3 от 24.07.2017 г. Въз основа на представената информация е установено, че Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. е бил подложен на обществено обсъждане от „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 10-25 април, като е бил публикуван на интернет страницата на дружеството. В предоставения срок за провеждане на публичното обсъждане не са постъпили предложения. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че при подготовката на Десетгодишния план са спазени изискванията на европейското и българското законодателство, като във всички изготвени от 2013 г. насам планове са описани дейностите на дружеството за следващите десет години и са отчетени насоките и целите, заложи в Енергийната стратегия на Република България до 2020 г., както и основните регионални и общоевропейски приоритети, в т.ч. регионалните и Общностния десетгодишни планове за развитие на мрежите. Относно оценката на изпълнението на плана за предходен период, следва да се има предвид, че операторът на газопреносна мрежа е представил изисканата от КЕВР информация относно изпълнението на заложената в предходния Десетгодишен план инвестиционна програма за 2016 г., въз основа на която в приетия от КЕВР доклад е направен обстоен анализ на изпълнението. По отношение твърдението на БГА за превръщане на националната газопреносна мрежа в газоразпределителна, чрез присъединяване на големи индустриални потребители, „Булгартрансгаз“ ЕАД счита същото за невярно и неоснователно. В тази връзка операторът се позовава на разпоредбата на чл. 197, ал. 2 от ЗЕ, съгласно която към преносната мрежа могат да се присъединяват и обекти на небитови клиенти на природен газ, както и на обстоятелството, че не може да отказва присъединяване на обект на небитов клиент на основания извън тези по чл. 197, ал. 5 от ЗЕ.

Относно изразеното от БГА мнение, че редица населени места по протежение на Подбалкана следва да бъдат газифицирани чрез изграждане на газоразпределителни газопроводи и посочения в тази връзка пример с реализираното решение от „Ситигаз“ АД за община Казанлък, операторът пояснява, че основното захранване към гр. Казанлък е осъществено чрез стоманен присъединителен газопровод DN350 високо налягане (5,4 МРа), присъединен към газопреносната мрежа в изходна точка АГРС „Калитиново“. От това трасе се захранва газоразпределителната мрежа, изградена от полиетилен висока плътност. В тази връзка счита, че приведения от БГА пример е използван некоректно в контекста на необходимите инвестиционни разходи и е несериозно от техническа гледна точка коментиране на възможността за захранване на населени места в Средногорието посредством „разпределителни трасета“, изградени от полиетилен висока плътност, присъединени към газопреносната мрежа. По отношение на всички изброени от БГА населени места, за които се твърди, че са изключени от инвестиционните планове, „Булгартрансгаз“ ЕАД отбелязва, че преди стартирането на определено инвестиционно намерение се извършва предварителен анализ, свързан с наличната и необходимата инфраструктура за конкретното географско положение. В тази връзка операторът посочва, че плановите му са съобразени с конфигурацията на газопреносната система в страната и бизнес плановите на лицензиантите за съответните територии, като са отчетени и прогнозираните нива на потребление на природен газ. Конкретно, по отношение на примера за община Карлово, следва да се отбележи, че в рамките на плановите за изграждане на преносен газопровод за Хисаря и Сопот се предвижда и захранване за гр. Карлово, отчитайки и разположението на прилежащите промишлени зони.

Основно място в плановите за развитие на газовата инфраструктура заема също изграждането на нови газопроводни отклонения, газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови клиенти – общини, разпределителни мрежи, промишлени консуматори и населението, с оглед което са предвидени значителни инвестиции.

По отношение на твърденията на БГА за необходимост от подобряване на

системата за контрол и мониторинг на всички изходни точки на газопреносната мрежа, следва да се отбележи, че според „Булгартрансгаз“ ЕАД се осъществява мониторинг в реално време и се извършва измерване на пренесените количества природен газ във всяка една изходна точка, като количествата природен газ за собствени нужди, в т.ч. и тези, използвани за моторно гориво на компресорните мощности подлежат на измерване чрез монтираните средства за измерване, собственост на оператора и се контролират в реално време от Агенция „Митници“. Операторът посочва, че услугите по преноса се фактурират на база стриктно разпределение на пренесените количества на входни и изходни точки, в съответствие с Правилата за търговия с природен газ и другите относими нормативни документи, както и че ежедневно се извършва баланс на количествата природен газ, измерени на входни и изходни точки на газопреносната система. В тази връзка, в хода на общественото обсъждане представител на „Булгартрансгаз“ ЕАД изрично е изразил становище, че е невярно твърдението, че разходът за технологични нужди се определя по разходна норма.

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 2017-2026 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните 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 2017-2026 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Изказвания по т.3:

Докладва А. Иванова. Резултатите от анализа на представения със заявление от 26.04.2017 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. са отразени в доклад от 22.06.2017 г., който е разгледан на закрито заседание на Комисията и е приет на 06.07.2017 г. На 13.07.2017 г. е проведено обществено обсъждане по време на което са присъствали заинтересованите страни. В хода на обсъждането е изразено становище от представителя на Българска газова асоциация, което е отразено в проекта на решение. В 14-дневен срок Асоциацията е представила и писмено становище. В тази връзка е изискано становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД, което е представено. Въз основа на представената информация е установено, че Десетгодишният план за развитие на мрежите е подложен на обществено обсъждане от „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 10.04.2017 г. – 25.04.2017 г. и е бил публикуван на интернет старичката на дружеството. В хода на общественото обсъждане не са постъпили предложения. Поставените въпроси от страна на Българска газова асоциация са обсъдени в проекта на решение и в тази връзка са изложени аргументи. Получено е и становище от „Овергаз Мрежи“ АД след 14-дневния срок и след изпращане на проекта на решение за закрито заседание. Поради тази причина това становище не е отразено. Изискано е становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД по поставените въпроси, което е получено на 31.07.2017 г. В него дружеството е дало отговор на поставените от „Овергаз Мрежи“ АД въпроси. Представеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД Десетгодишен план за развитие на мрежите обхваща всички нужди от инвестиции и е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена на природен газ с други държави. Взети са предвид инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Планът 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, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да одобри

Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г.

А. Йорданов каза, че заинтересованите страни са имали достатъчна възможност да изразят отношение към проекта за Десетгодишен план.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари доклада.

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 2017-2026 г.

В заседанието по **точка трета** участват на Комисията Александър Йорданов, Светла Тодорова, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Валентин Петков.

Решението е взето с **шест гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

1. На основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на КЕВР и на нейната администрация, приема доклад относно откриване на производство за прекратяване на лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г. за дейността „производство на електрическа енергия“, издадена на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност.

2. На основание чл. 21, ал. 1, т. 1, във връзка с чл. 55, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и чл. 70, ал. 2, предл. първо, във връзка с чл. 71, ал. 1, т. 5 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, открива производство за прекратяване на издадената на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, лицензия № Л-297-01 от 04.03.2009 г., изменена с Решение № И1-Л-297 от 04.10.2010 г. и с Решение № И2-Л-297 от 31.10.2011 г. на ДКЕВР.

3. На основание чл. 73, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност, да се изпрати копие от решението за откриване на производството по т. 2, като се определя 7-дневен срок за представяне на писмено становище по решението.

4. На основание чл. 73, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, да се изискат становища по откритата процедура за прекратяване на лицензията от компетентните държавни и общински органи, посочени в чл. 74, ал. 2 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката - Министерство на икономиката, Министерство енергетиката, Министерство на отбраната, Министерство на регионалното развитие и благоустройството и община Хасково.

По т.2 както следва:

1. Приема доклад относно заявление от „Топлофикация - Бургас“ ЕАД за изменение/допълнение на лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т.1 от ЗЕ за разглеждане на доклада по т.1 на 09.08.2017 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Топлофикация - Бургас” ЕАД, или други упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

По т.3 както следва:

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2017-2026 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-515 от 25.07.2017 г. относно откриване на производство за прекратяване на лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, издадена на „ТЕЦ Хасково“ АД – в несъстоятелност.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-516 от 25.07.2017 г. относно заявление от „Топлофикация - Бургас” ЕАД за изменение/допълнение на лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия.

3. Решение на КЕВР № ДПРМ-7/01.08.2017 г. относно одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД за периода 2017-2026 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(С. Годорова)

АЛЕКСАНДЪР ЙОРДАНОВ

(съгласно Заповед № 3-ОХ-79/28.07.2017 г.)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

.....
(В. Петков)

Протоколирал:

(Н. Косев - главен експерт)