БУЛГАРТРАНСГАЗ

ФИНАНСОВ ОТЧЕТ

за годината, приключваща на 31 декември 2016

Съдържание

Отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход 1

Отчет за финансовото състояние 2

Отчет за промените в собствения капитал 4

Отчет за паричните потоци 6

Бележки към финансовия отчет 7

Отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход

За годината, приключваща на 31 декември

В хиляди лева	Бележка	2016	2015
Приходи от дейността	5	326 273	359 492
Други приходи от дейността	6	5 192	4 243
Общо приходи		331 465	363 735
Технологични разходи	7	(60 954)	(106 867)
Разходи за материали	8	(5 911)	(6 823)
Разходи за външни услуги	9	(11 730)	(14 824)
Разходи за амортизации	10	(85 511)	(72 187)
Разходи за възнаграждения на наети лица	11	(57 370)	(53 765)
Други разходи от дейността	12	(40 224)	(18 956)
Промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство		315	448
Себестойност на продадените стоки		(809)	(526)
Печалба от оперативна дейност		69 271	90 235
Финансови приходи	13	4 712	13 631
Финансови разходи	13	(252)	(352)
Нетни финансови приходи	13	4 460	13 279
Печалба преди данъци		73 731	103 514
Разходи за данъци	17	(7 389)	(10 352)
Печалба за периода		66 342	93 162
Друг всеобхватен доход			
Компоненти, които няма да бъдат последствие рекласифицирани в печалбата или загубата:			
Преоценки на имоти, машини и съоръжения	14	17 076	48 018
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	22	(1 006)	(944)
Данък върху друг всеобхватен доход		(1 607)	(4 707)
Друг всеобхватен доход, нетно от данъци		14 463	42 367
Общо всеобхватен доход за периода		80 805	135 529

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор Георги Гегов

Главен счетоводител Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.

Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:

Грант Торнтон ООД

Одиторско дружество

Марий Апостолов

Регистриран одитор, отговорен за одита

Управител

Отчет за финансовото състояние

хиляди лева	Бележка	31 декември 2016	31 декември 2015
Активи			
Имоти, машини и съоръжения	14	1 755 256	1 750 202
Нематериални активи	15	4 547	2 099
Дългосрочни вземания	29	31 254	54 097
Дългосрочни вземания от свързани лица	27	24 709	40 426
Общо нетекущи активи		1 815 766	1 846 824
Материални запаси	18	108 137	107 909
Търговски и други вземания	19	22 788	29 685
Вземания от свързани лица	27	23 110	26 656
Вземания във връзка с данъци върху дохода		349	865
Предплащания за текущи активи		17	17
Парични средства и еквиваленти	20	240 353	165 534
Общо текущи активи		394 754	330 666
Общо активи		2 210 520	2 177 490

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор Георги Гегов

Главен счетоводител Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.

Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:

Грант Торнтон ООД
Одиторско дружество

Марий Апостолов
Регистриран одитор, отговорен за одита
Управител

Отчет за финансовото състояние *(продължение)*

В хиляди лева	Бележка	31 декември 2016	31 декември 2015
Капитал и резерви			
Регистриран капитал	21	841 414	799 492
Преоценъчен резерв	21	839 038	868 038
Резерви	21	81 905	72 589
Неразпределена печалба		277 683	261 039
Общо собствен капитал		2 040 040	2 001 158
Пасиви			
Отсрочени данъчни задължения	17	100 426	104 012
Отсрочени приходи от финансиране	16	46 710	22 599
Доходи на наети лица	22	7 286	5 981
Задължения към свързани лица	27	267	291
Гаранции по договори	28	1 434	283
Общо нетекущи пасиви		156 123	133 166
Гаранции по договори	28	3 525	35 917
Търговски и други задължения	23	9 733	6 056
Доходи на наети лица	22	411	1 154
Задължения към свързани лица	27	688	39
Общо текущи пасиви		14 357	43 166
Общо пасиви		170 480	176 332
Общо собствен капитал и пасиви		2 210 520	2 177 490

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор Георги Гегов

Главен счетоводител Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.

Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:

Грант Торнтон ООД
Одиторско дружество

Марий Апостолов
Регистриран одитор, отговорен за одита

Отчет за промените в собствения капитал

В хиляди лева	Регистриран капитал	Преоценъчен резерв	Резерви	Неразпределена печалба	Общо собствен капитал
Баланс на 1 януари 2016	799 492	868 038	72 589	261 039	2 001 158
Печалба за годината	-	-	-	66 342	66 342
Друг всеобхватен доход					
Преоценка на имоти, машини и съоръжения	-	17 076	-	-	17 076
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	-	-	-	(1 006)	(1 006)
Данъчен ефект върху друг всеобхватен доход	-	(1 708)	-	101	(1 607)
Общо всеобхватен доход за годината	-	15 368	-	65 437	80 805
Сделки със собственици, отчетени в собствения капитал					
Дивиденти към едноличния собственик на капитала	-	-	-	(41 923)	(41 923)
Увеличение на регистрирания капитал за сметка на неразпределена печалба	41 922	-	-	(41 922)	-
Общо сделки със собственици	41 922	-	-	(83 845)	(41 923)
Разпределение на печалбата за 2015 г.	-	-	9 316	(9 316)	-
Трансфер на преоценъчен резерв към неразпределена печалба	-	(44 368)	-	44 368	-
Баланс на 31 декември 2016 г.	841 414	839 038	81 905	277 683	2 040 040

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор
Георги Гегов

Главен счетоводител
Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.
Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:
Грант Торнтон ООД
Одиторско дружество

Марий Апостолов
Регистриран одитор, отговорен за одита
Управител

Отчет за промените в собствения капитал (продължение)

в хиляди лева	Регистриран капитал	Преоценъчен резерв	Резерви	Неразпределена печалба	Общо собствен капитал
Баланс към 1 януари 2015 г.	772 244	867 652	65 020	201 587	1 906 503
Печалба за годината	-	-	-	93 162	93 162
Друг всеобхватен доход					
Преоценка на имоти, машини и съоръжения	-	48 018	-	-	48 018
Преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи	-	-	-	(944)	(944)
Данъчен ефект върху друг всеобхватен доход		(4 801)	-	94	(4 707)
Общо всеобхватен доход за годината	-	43 217	-	92 312	135 529
Сделки със собственика, отчетени в собствения капитал					
Дивиденти към едноличния собственик на капитала	-	-	-	(40 872)	(40 872)
Увеличение на регистрирания капитал за сметка на неразпределена печалба	27 248	-	-	(27 248)	-
Общо сделки със собственици	27 248	-	-	(68 120)	(40 872)
Разпределение на печалбата за 2014 г.	-	-	7 569	(7 569)	-
Трансфер на преоценъчен резерв към неразпределена печалба	-	(42 830)	-	42 830	-
Баланс на 31 декември 2015 г.	799 492	868 038	72 589	261 039	2 001 158

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор
Георги Гегов

Главен счетоводител
Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.
Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:
Грант Торнтон ООД
Одиторско дружество

Марий Апостолов
Регистриран одитор, отговорен за одита
Управител

Отчет за паричните потоци

За годината, приключваща на 31 декември

в хиляди лева	Бележки	2016	2015
Парични потоци от оперативна дейност			
Постъпления от търговски контрагенти		307 838	278 770
Плащания на търговски контрагенти		(33 224)	(31 309)
Плащания към персонал и осигурителни институции		(58 137)	(56 341)
Плащания за данък върху дохода		(12 066)	(15 380)
Постъпления от лихви и неустойки по забавени плащания		988	2 833
Платени/възстановени други данъци и акциз		(166)	(3 484)
Други парични потоци от оперативна дейност		(1 473)	1 079
Паричен поток от оперативна дейност		203 760	176 168
Парични потоци от инвестиционна дейност			
Придобиване на имоти, машини и съоръжения		(116 565)	(95 262)
Постъпления от финансиране за нетекущи активи		26 350	-
Постъпления от краткосрочни вземания по депозити		-	5 867
Общо парични потоци от инвестиционната дейност		(90 215)	(89 395)
Парични потоци от финансова дейност			
Платени дивиденти		(41 923)	(14 848)
Постъпления от лихви по предоставени заеми		1 747	2 783
Общо парични потоци от финансовата дейност		(40 176)	(12 065)
Нетно изменение на паричните средства и паричните еквиваленти		73 369	74 708
Парични средства и парични еквиваленти на 1 януари	20	165 534	84 262
Ефект от промени на валутните курсови разлики, нетно		1 450	6 564
Парични средства и парични еквиваленти на 31 декември	20	240 353	165 534

Бележките на страници 7 до 56 са неразделна част от този финансов отчет.

Изпълнителен директор Георги Гегов

Главен счетоводител Светлана Коева

Дата: 16.03.2017 г.

Заверил съгласно одиторски доклад от дата 20.03.2017 г.:

Грант Торнтон ООД

Одиторско дружество

Марий Апостолов

Регистриран одитор, отговорен за одита

Управител

ЕДНОЛИЧНО АКЦИОНЕРНО ДРУЖЕСТВО БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД София

ОДИТОРСКО ДРУЖЕСТВО София Рег. № 032 ГРАНТ ТОРНТОН ООД

Бележки към финансовия отчет

1. Статут и предмет на дейност 8
2. База за изготвяне 9
3. Функционална валута и валута на представяне 9
4. Използване на приблизителни оценки и преценки 9
5. Приходи 12
6. Други приходи 12
7. Технологични разходи 13
8. Разходи за материали 13
9. Разходи за външни услуги 13
10. Разходи за амортизации 14
11. Разходи за възнаграждения на наети лица 14
12. Други разходи за дейността 14
13. Финансови приходи и разходи 15
14. Имоти, машини и съоръжения 16-19
15. Нематериални активи 20
16. Отсрочени приходи от финансиране 21
17. Отсрочени данъчни активи и пасиви и разходи за данъци 22-23
18. Материални запаси 24
19. Търговски и други вземания 24
20. Пари и парични еквиваленти 25
21. Капитал и резерви 25
22. Доходи на наети лица 26-27
23. Търговски и други задължения 28
24. Финансови инструменти 28-33
25. Определяне на справедливи стойности 33-37
26. Условни задължения 37-38
27. Свързани лица 39-42
28. Гаранции по договори 42
29. Дългосрочни вземания 42
30. Събития след датата на отчетния период 43
31. Значими счетоводни политики 43-53
32. Прилагане на нови и ревизирани МСФО 53-56

Бележки към финансовия отчет

1. Статут и предмет на дейност

„Булгартрансгаз" ЕАД („Дружеството") е дружество със седалище в Република България. Дружеството е вписано в Търговския регистър при Агенция по вписванията с ЕИК 175203478. Адресът на управление на Дружеството е България, София, район Люлин - 2, бул. „Панчо Владигеров" № 66.

„Булгартрансгаз" ЕАД е държавно контролирано предприятие. Едноличен собственик на капитала е „Български Енергиен Холдинг" ЕАД.

Основният предмет на дейност на „Булгартрансгаз" ЕАД включва съхранение и пренос на природен газ; поддържане, експлоатация, управление и развитие на газопреносни мрежи; поддържане, експлоатация, управление и развитие на подземни газови хранилища; разработване на програми и дейности за съответствие на дейностите по пренос и съхранение на природен газ с изискванията на европейското енергийно законодателство; разработване на ценова политика за достъп до и пренос по газопреносни мрежи, съхранение на природен газ и присъединяване към газопреносни мрежи; администриране на сделките с природен газ и организиране балансирането на пазара на природен газ в съответствие с изискванията на действащото законодателство; инженерингова, инвестиционна, производствена и сервизна дейност; внос на стоки, машини и съоръжения, свързани с дейността на дружеството; централизирано оперативно управление, координиране и контрол върху режима на работата на газопреносните мрежи.

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), „Булгартрансгаз" ЕАД е сертифициран като независим преносен оператор на газопреносната система на България в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, Регламент (ЕО) №715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и Глава осем „а" от Закона за енергетиката. Решението е прието в съответствие с постъпилото становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

По смисъла на чл. 39, ал. 1 от Закона за енергетиката, дружеството притежава лицензии, издадени от регулаторния орган Комисия за енергийно и водно регулиране „КЕВР":

- Лицензия за пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-06/29.11.2006 г.);
- Лицензия за транзитен пренос на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-09/29.11.2006 г.);
- Лицензия за съхранение на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-10/29.11.2006 г.).

С Решение на КЕВР №И1-Л-214 от 03.06.2013 г. се изменя Лицензия № Л-214-09/29.11.2006 г. за дейността „транзитен пренос на природен газ", издадена на „Булгартрансгаз" ЕАД на Лицензия за дейността „пренос на природен газ".

Трите лицензии са със срок от 35 години. Дружеството заплаща лицензионни такси за всяка лицензия, посочена в тарифа, одобрена от Министерски съвет. Таксите са: първоначална, която е заплатена във връзка с издаване на лицензиите и годишни такси за срока на лицензията, които се заплащат от лицензианта за всяка година, следваща издаването на съответната лицензия.

Дружеството е с двустепенна система на управление – Надзорен съвет и Управителен съвет. Надзорният съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД към 31.12.2016 г. е в състав: Венцислав Цветанов, Кирил Георгиев, Владимир Митрушев, а Управителният съвет: Таня Захариева, Делян Димитров, Георги Гегов. Дружеството се представлява и управлява от изпълнителния директор Георги Гегов.

Бележки към финансовия отчет

Към 31 декември 2016 г. членове на Одитния комитет на Дружеството са: Диана Рангелова, Марина Кръстева и Гергана Тодорова.

2. База за изготвяне

Този финансов отчет е изготвен в съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане (МСФО), разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти (СМСС) и приети от Европейския Съюз (ЕС).

С цел постигане на представяне в Отчета за финансово състояние и Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, даващо по-уместна информация за ефекта от операциите и другите събития или условия върху финансовото състояние на Дружеството, някои от елементите са представени по различен начин в сравнение с финансовия отчет за 2015 г. Промяната касае единствено начина на представяне на елементите в Отчета за финансово състояние и Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, и не се отнася до начина на тяхното оценяване. Промяната се отнася до следните позиции в отчета за финансовото състояние и очета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход:

- Предплащания за нетекущи активи в размер на 9 445 хил. лв. са рекласифицирани от ред Предплащания за текущи активи към 31.12.2015 г. в ред Имоти, машини и съоръжения на сравнителната информация към 31.12.2015 г. в настоящия финансов отчет.
- Разходи в размер на 661 хил. лв. (такса членски внос – 528 хил. лв. и лицензионни такси – 133 хил. лв.), представени на ред Други разходи от дейността за 2015 г. са рекласифицирани на ред Разходи за външни услуги в сравнителната информация за 2015 г. в настоящия финансов отчет.
- Разходи за външни услуги в размер на 210 хил. лв., представени на ред Инспекция газопровод за 2015 г. са рекласифицирани на ред Ремонт и поддръжка за 2015 г. в настоящия финансов отчет.

Финансовият отчет е приет от Управителния съвет на 16 март 2017 г.
Детайлна информация за счетоводните политики на Дружеството са оповестени в Бележка 31.
Финансовият отчет е съставен при спазване на принципа на действащо предприятие.

3. Функционална валута и валута на представяне

Този финансов отчет е представен в Български лева (BGN), която е функционалната валута на Дружеството. Цялата финансова информация, представена в лева, е закръглена до хиляда, освен когато е посочено друго.

4. Използване на приблизителни оценки и преценки

При изготвянето на този финансов отчет, ръководството е направило преценки, приблизителни оценки и допускания, които влияят на прилагането на счетоводните политики на Дружеството и на отчетените суми на активите и пасивите, приходите и разходите. Реалният резултат може да бъде различен от тези приблизителни оценки.

Приблизителните оценки и основните допускания се преразглеждат текущо. Преразглеждането на приблизителните оценки се признава перспективно.

(а) Преценки

Информация за критични преценки, направени при прилагане на счетоводните политики, които имат най-значителен ефект върху признатите суми във финансовия отчет, се съдържа в съответните бележки.

(б) Несигурност в допусканията и оценките

При изготвянето на финансовия отчет ръководството прави редица предположения, оценки и допускания относно признаването и оценяването на активи, пасиви, приходи и разходи.

Действителните резултати могат да се различават от предположенията, оценките и

Бележки към финансовия отчет

допусканията на ръководството и в редки случаи съответстват напълно на предварително оценените резултати.

Информация относно съществените предположения, оценки и допускания, които оказват най-значително влияние върху признаването и оценяването на активи, пасиви, приходи и разходи, е представена по-долу.

Обезценка на нефинансови активи

За загуба от обезценка се признава сумата, с която балансовата стойност на даден актив или единица, генерираща парични потоци, превишава възстановимата им стойност, която е по-високата от справедливата стойност, намалена с разходите по продажба на даден актив, и неговата стойност в употреба. За да определи стойността в употреба, ръководството на Дружеството изчислява очакваните бъдещи парични потоци за всяка единица, генерираща парични потоци, и определя подходящия дисконтов фактор с цел калкулиране на настоящата стойност на тези парични потоци. При изчисляване на очакваните бъдещи парични потоци ръководството прави предположения относно бъдещите брутни печалби. Тези предположения са свързани с бъдещи събития и обстоятелства. Действителните резултати могат да се различават и да наложат значителни корекции в активите на Дружеството през следващата отчетна година.

В повечето случаи при определянето на приложимия дисконтов фактор се прави оценка на подходящите корекции във връзка с пазарния риск и рисковите фактори, които са специфични за отделните активи.

Полезен живот на амортизируеми активи

Ръководството преразглежда полезния живот на амортизируемите активи в края на всеки отчетен период.

Към 31 декември 2016 г. ръководството определя полезния живот на активите, който представлява очакваният срок на ползване на активите от Дружеството. Преносните стойности на активите са анализирани в бележки 14 и 15. Действителният полезен живот може да се различава от направената оценка.

Материални запаси

Материалните запаси се оценяват по по-ниската стойност от цената на придобиване и нетната реализуема стойност. При определяне на нетната реализуема стойност ръководството взема предвид най-надеждната налична информация към датата на приблизителната оценка. Определянето на обезценката изисква ръководството да направи оценка на обращаемостта на запасите най-вече чрез влагането им в употреба в това число и употребата им за технологични нужди. Ръководството на Дружеството счита, че балансовата стойност на материалните запаси, състоящи се основно от природен газ и резервни части, представлява най-добрата преценка за тяхната нетна реализуема стойност към датата на отчета за финансовото състояние, съгласно изискванията на МСС 2 „Материални запаси".

Обезценка на кредити и вземания

Ръководството преценява адекватността на обезценката на трудносъбираеми и несъбираеми вземания от клиенти на база на възрастов анализ на вземанията, исторически опит за нивото на отписване на несъбираеми вземания, както и анализ на платежоспособността на съответния клиент, промени в договорените условия на плащане и др. Ако финансовото състояние и резултатите от дейността на клиентите се влошат над очакваното, стойността на вземанията, които трябва да бъдат отписани през следващи отчетни периоди, може да бъде по-голяма от очакваната към отчетната дата. Допълнителна информация е предоставена в бележка 24.

Задължение за изплащане на дефинирани доходи

Ръководството оценява веднъж годишно с помощта на независим актюер задължението за

Бележки към финансовия отчет

изплащане на дефинирани доходи. Действителната стойност на задължението може да се различава от предварителната оценка поради нейната несигурност. Оценката на задължението за изплащане на дефинирани доходи на стойност 7 697 хил. лв. (2015 г.: 7 135 хил. лв.) се базира на статистически показатели за инфлация, разходи за здравно обслужване и смъртност. Друг фактор, който оказва влияние, са предвидените от Дружеството бъдещи увеличения на заплатите. Дисконтовите фактори се определят към края на всяка година спрямо лихвените проценти на дългосрочни безрискови ценни книжа, които са деноминирани във валутата, в която ще бъдат изплащани дефинираните доходи (български лева) и които са с падеж, съответстващ приблизително на падежа на съответните пенсионни задължения. Несигурност в приблизителната оценка съществува по отношение на актюерските допускания, която може да варира и да окаже значителен ефект върху стойността на задълженията за изплащане на дефинирани доходи и свързаните с тях разходи.

Справедливи стойности

Някои от счетоводните политики и оповестявания на Дружеството изискват оценка на справедливи стойности за финансови и за нефинансови активи и пасиви.

Дружеството е установило контролна рамка по отношение на оценката на справедливи стойности. Това включва екипа на Управление „Финансово-икономическо", което носи общата отговорност за надзора над всички значителни оценки на справедливи стойности, включително справедливи стойности в Ниво 3 и докладва директно на изпълнителния директор.

Управление „Финансово-икономическо" регулярно преглежда значителните ненаблюдаеми входящи данни и корекции на оценките. Ако информация от трети страни, като котировки от брокери или сходни услуги, се използва за оценка на справедливи стойности, тогава екипът от Управлението оценява получените доказателства от трети страни, за да се подкрепи заключението, че такива оценки отговарят на изискванията на МСФО, включително нивото в йерархията на справедливите стойности, в което такива оценки трябва да бъдат класифицирани.

Значими въпроси, свързани с оценките, се докладват и на одитния комитет на Дружеството.

Когато оценява справедливата стойност на актив или пасив, Дружеството използва наблюдаеми данни, доколкото е възможно. Справедливите стойности се категоризират в различни нива в йерархията на справедливите стойности на базата на входящите данни в техниките за оценка, както следва:

- Ниво 1: котирани цени (некоригирани) на активни пазари за сходни активи или пасиви.
- Ниво 2: входящи данни различни от котирани цени, включени в Ниво 1, които, пряко (т.е. като цени) или косвено (т.е. получени от цени), са достъпни за наблюдаване за актива или пасива.
- Ниво 3: входящи данни за актива или пасива, които не са базирани на наблюдаеми пазарни данни (ненаблюдаеми входящи данни).

Ако входящите данни, използвани за оценка на справедливата стойност на актива или пасива, могат да се категоризират в различни нива от йерархията на справедливите стойности, тогава оценката на справедливата стойност се категоризира в нейната цялост в това ниво от йерархията на справедливите стойности, чиято входяща информация е от значение за цялостната оценка. Дружеството признава трансфери между нивата на йерархията на справедливите стойности към края на отчетния период, през който е станала промяната.

Повече информация за допусканията, направени при оценка на справедливите стойности е включена в Бележка 24 – Финансови инструменти и Бележка 25 Определяне на справедливи стойности.

Бележки към финансовия отчет

Провизии

Дружеството е ответник по няколко съдебни дела към настоящия момент, чийто изход може да доведе до задължения на стойност, различна от сумата на признатите във финансовия отчет провизии. Провизиите нямат да бъдат разглеждани тук по-подробно, за да се избегнат предубеждения, свързани с позицията на Дружеството в горепосочените спорове.

5. Приходи

Виж счетоводна политика в Бележки 31 (й).

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Приходи от транзитен пренос на природен газ	207 547	206 020
Приходи от пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа	60 404	58 751
Приходи от съхранение на природен газ	3 994	589
Приходи от безвъзмезден газ	54 328	94 132
Общо	326 273	359 492

Приходите от дейността са формирани основно от приходи от предоставени услуги по пренос на природен газ на територията на страната, пренос на природен газ от границата с Румъния до границите с Гърция, Турция и Македония (транзитен пренос на природен газ съгласно сключено споразумение с ООО „Газпром Экспорт" - Русия) и съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен".

При извършване на услугата по пренос на природен газ от границата с Румъния за Турция, Гърция и Македония е необходим природен газ за работа на компресорните станции, който представлява технологичен газ (газ за технологични нужди). Технологичният газ, необходим за работата на компресорните станции по пренос от Румъния за Турция, Гърция и Македония, се предоставя безвъзмездно на Дружеството от ползвателите на тази мрежа, за които се извършва услугата. „Булгартрансгаз" ЕАД отчита този безвъзмезден газ като текущ приход и текущ разход, което не оказва влияние върху финансовия резултат.

6. Други приходи

Виж счетоводна политика в Бележки 31 (й).

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Приходи от финансиране	2 433	157
Приходи от продажба на стоки	476	569
Приходи от неустойки	424	1 067
Приходи от отрицателен дисбаланс на природен газ	318	-
Приходи от услуги, предоставени в УВЦ „Република"	287	267
Консултантски услуги	254	251
Застрахователни обезщетения	189	54
Приходи от ликвидация на ИМС	184	-
Приходи от ползване на ресурси спомагателна мрежа	142	142
Приходи от присъединяване и газоопасни работи	105	1 450
Приходи от колокация	48	47
Други	332	239
Общо	5 192	4 243

Бележки към финансовия отчет

7. Технологични разходи

Общите разходи за технологични нужди за 2016 г. са на стойност 60 954 хил. лв. (2015 г.: 106 867 хил. лв.), в т.ч. технологични разходи по пренос на природен газ от границата с Румъния за Турция, Гърция и Македония на стойност 54 127 хил. лв. (2015 г: 94 358 хил. лв.).
Стойността на получения безвъзмезден природен газ за технологични нужди на транзитния газопровод за 2016 г. е 54 328 хил. лв. (2015 г.: 94 132 хил. лв.).
Полученият безвъзмезден технологичен газ за дейност транзитен пренос на природен газ от границата с Румъния за Турция, Гърция и Македония се признава като текущ приход. Безвъзмездно полученият технологичен газ се изразходва за поддържане работата на компресорните станции във връзка с транзитния пренос. Той се отчита и като текущ разход за технологични нужди.

8. Разходи за материали

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Ел. енергия, вода и топлинна енергия	2 644	3 341
Основни материали, включващи:	918	1 040
- Резервни части	815	865
- Други	103	175
Спомагателни материали, включващи	2 349	2 442
- Горива и смазочни материали	1 353	1 354
- Авточасти и принадлежности	255	286
- Стопански инвентар	216	163
- Инструменти	40	49
- Други спомагателни материали	485	590
	5 911	6 823

9. Разходи за външни услуги

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Инспекция газопровод	5 733	8 620
Охрана	1 460	1 421
Застраховки	1 304	1 769
Консултантски услуги	860	651
Такси смет, данък сгради и данъци върху МПС	573	421
Абонаментен сервиз	536	373
Ремонт и поддръжка	503	712
Наем	173	181
Граждански договори	98	108
Лабораторни изследвания	92	113
Разходи за автомобили	84	43
Комуникации	83	74
Реклама	42	116
Транспортни услуги	30	44
Други разходи за външни услуги	159	178
	11 730	14 824

10. Разходи за амортизации

Виж счетоводна политика в Бележки 31 (в).

в хиляди лева	Бележки	2016	2015
Разходи за амортизация на имоти, машини и съоръжения	14	85 168	71 876
Разходи за амортизация на нематериални активи	15	343	311
		85 511	72 187

11. Разходи за възнаграждения на наети лица

в хиляди лева	Бележки	2016	2015
Заплати и социални разходи за персонала		49 163	46 013
Социални осигуровки		6 775	6 728
Разходи, свързани с планове за дефинирани доходи	22	509	452
Неизползван платен годишен отпуск		789	482
Осигуровки върху неизползван платен годишен отпуск		134	90
Общо разходи за персонала		57 370	53 765

Средносписъчният състав на персонала за 2016 г. е 1 141 човека (2015 г.: 1 109).

12. Други разходи за дейността

в хиляди лева	2016	2015
Разходи за обезценка на вземания	22 895	6 300
Разходи за 5 % фонд СЕС	6 917	-
Акциз	5 085	5 589
Командировки	1 043	1 027
Разходи за обезценка на материални запаси	895	565
Брак и липси на имоти, машини, съоръжения	725	551
Представителни разходи	656	143
Такса членски внос	538	528
Обучения и квалификация	381	895
Еднократни данъци	321	269
Лицензионни такси	154	133
Застраховки	143	1 010
Глоби по нормативни актове	108	120
Брак на материални запаси	43	69
Други	320	479
Разходи за обезценка на имоти, машини и съоръжения	-	1 278
	40 224	18 956

Бележки към финансовия отчет

13. Финансови приходи и разходи

Виж счетоводна политика в Бележки 31 (л).

Признати в печалби и загуби

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Разходи за лихви	(217)	(314)
Разходи за комисионни	(35)	(38)
Финансови разходи	(252)	(352)
Приходи от лихви	2 599	4 398
Печалба от валутни курсови разлики, нетно	2 113	9 233
Финансови приходи	4 712	13 631
Нетни финансови, приходи признати в печалби и загуби	4 460	13 279

Бележки към финансовия отчет

14. Имоти, машини и съоръжения

в хиляди лева	Земи и сгради	Машини, съоръжения, оборудване	Буферен газ	Транспортни средства	Стопански инвентар	В процес на изграждане	Аванси за придобиване на нетекущи активи	Общо
Отчетна стойност								
Салдо към 1 януари 2016 г.	56 243	1 343 586	183 115	7 813	3 205	185 929	11 325	1 791 216
Придобити	112	2 108	-	1 979	529	60 379	12 109	77 216
Отписани		(867)	-	(61)	(52)	(3 694)	-	(4 674)
Преоценка	-	-	41 576	-	-	-	-	41 576
Обезценка за сметка на преоценъчен резерв	-	-	(24 500)	-	-	-	-	(24 500)
Нетиране срещу натрупана амортизация	-	-	(2 059)	-	-	-	-	(2 059)
Рекласификация от нематериални активи	-	338	-	-	-	20	-	358
Трансфери	18 496	196 560	-	-	734	(204 285)	(11 505)	-
Салдо към 31 декември 2016	74 851	1 541 725	198 132	9 731	4 416	38 349	11 929	1 879 133
Амортизация и обезценка								
Салдо към 1 януари 2016 г.	1 007	35 051	-	2 854	2 102	-	-	41 014
Разходи за амортизация	2 091	79 808	2 059	848	362	-	-	85 168
Преоценка	-		(2 059)	-	-	-	-	(2 059)
Амортизация на отписани активи	-	(454)	-	(32)	(49)	-	-	(535)
Рекласификация от нематериални активи	-	289	-	-	-	-	-	289
Салдо към 31 декември 2016	3 098	114 694	-	3 670	2 415	-	-	123 877
Балансова стойност								
Салдо към 1 януари 2016 г.	55 236	1 308 535	183 115	4 959	1 103	185 929	11 325	1 750 202
Салдо към 31 декември 2016 г.	71 753	1 427 031	198 132	6 061	2 001	38 349	11 929	1 755 256

Бележки към финансовия отчет

в хиляди лева	Земи и сгради	Машини, съоръжения, оборудване	Буферен газ	Транспортни средства	Стопански инвентар	В процес на изграждане	Аванси за придобиване на нетекущи активи	Общо
Отчетна стойност								
Салдо към 1 януари 2015 г.	52 072	1 361 288	224 531	6 582	2 826	158 092	29 819	1 835 210
Придобити	33	3 022	-	2 249	344	93 314	8 146	107 108
Отписани	(4)	(610)	-	(173)	(50)	(23 529)	-	(24 366)
Преоценка	3 246	86 332	6 449	395	-	-	-	96 422
Корекция на отчетната стойност в резултат на преоценка	(3 291)	(163 174)	(5 870)	(1 169)	-	-	-	(173 504)
Обезценка за сметка на преоценъчен резерв	(73)	(6 292)	(41 995)	(16)	-	-	-	(48 376)
Обезценка за сметка на печалба	(46)	(1 177)	-	(55)	-	-	-	(1 278)
Трансфери	4 306	64 197	-	-	85	(41 948)	(26 640)	-
Салдо към 31 декември 2015	56 243	1 343 586	183 115	7 813	3 205	185 929	11 325	1 791 216
Амортизация и обезценка								
Салдо към 1 януари 2015 г.	2 862	130 980	3 878	3 339	1 863	-	-	142 922
Разходи за амортизация	1 436	67 327	1 991	838	284	-	-	71 876
Преоценка	(3 291)	(163 174)	(5 869)	(1 169)	-	-	-	(173 503)
Амортизация на отписани активи	-	(82)	-	(154)	(45)	-	-	(281)
Салдо към 31 декември 2015	1 007	35 051	-	2 854	2 102	-	-	41 014
Балансова стойност								
Салдо към 1 януари 2015 г.	49 210	1 230 308	220 653	3 243	963	158 092	29 819	1 692 288
Салдо към 31 декември 2015	55 236	1 308 535	183 115	4 959	1 103	185 929	11 325	1 750 202

Бележки към финансовия отчет

По-подробна информацията за буферния газ е представена по-долу:

	Количество хил. нм3	Балансова стойност – хил. лв.
2015 г.		
Буферен газ – амортизируем	603 800	104 993
Буферен газ – неамортизируем	188 155	78 122
	791 955	183 115
2016 г.		
Буферен газ – амортизируем	603 800	144 207
Буферен газ – неамортизируем	188 155	53 925
	791 955	198 132

Буферният газ е разпределен както следва:

	Количество – хил. нм3		Балансова стойност – хил. лв.	
	Амортизируем	Неамортизируем	Амортизируем	Неамортизируем
2015 г.				
Буферен газ – магистрални газопроводи	1 500	16 500	423	6 851
Буферен газ – ПГХ Чирен	600 000	149 955	103 758	62 261
Буферен газ – транзитни газопроводи	2 300	21 700	812	9 010
	603 800	188 155	104 993	78 122
2016 г.				
Буферен газ – магистрални газопроводи	1 500	16 500	358	4 729
Буферен газ – ПГХ Чирен	600 000	149 955	143 300	42 977
Буферен газ – транзитни газопроводи	2 300	21 700	549	6 219
	603 800	188 155	144 207	53 925

Към 31 декември 2016 г. ръководството на Дружеството е извършило преглед на преносните стойности, възстановимите стойности и полезния живот на нетекущите активи. Преценките на ръководството се основават на преглед на независим оценител към датата на финансовия отчет. В резултат на извършения преглед и тест за обезценка, ръководството на Дружеството е направило своята преценка, че не е възникнала необходимост от намаление на преоценената стойност.

За информация относно определянето на справедливата стойност на активи от група Имоти, машини и съоръжения, вижте Бележка 25.

Всички разходи за амортизация и обезценка са включени в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Разходи за амортизация ".

Бележки към финансовия отчет

Дружеството не е заложило имоти, машини и съоръжения като обезпечение по свои задължения.

Имоти, машини и съоръжения, въведени в експлоатация

Съществените активи, изградени и въведени в експлоатация през 2016 г., са:

- модернизация на компресорните станции (КС) „Лозенец", "Странджа" и „Петрич" на обща стойност 167 517 хил. лв.,
- междусистемна връзка България - Румъния /Русе – Гюргево/ на стойност 21 687 хил. лв.,
- проектиране и прокарване на експлоатационен сондаж Е-72 на ПГХ Чирен на стойност 11 154 хил. лв.

Имоти, машини, съоръжения в процес на изграждане

Основните обекти, които са в процес на изграждане към 31 декември 2016 година са следните:

- проектиране и прокарване на експлоатационен сондаж Е-73 на ПГХ Чирен на стойност 10 329 хил. лв.,
- оптична магистрала Николаево – П. Сеновец на стойност 2 829 хил. лв.,
- транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка Лозенец-Недялско на стойност 2 251 хил. лв.

Аванси за придобиване на активи

Авансите за придобиване на активи в общ размер на 11 929 хил. лв. (2015 г.: 11 325 хил. лв.) се отнасят основно до предплатени суми по сключени договори за изграждане на транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка Лозенец-Недялско, модернизация на съществуващи системи за автоматично управление на ГКА и общостанционни системи на КС "Вълчи дол" и КС "Полски Сеновец", проектиране и прокарване на експлоатационен сондаж Е-73 на ПГХ Чирен и за доставка и внедряване на софтуер за „Хидравлична симулация на газопреносната система на „Булгартрансгаз" ЕАД и изчисляване на технически капацитет на входно-изходни точки".

Ангажименти за придобиване на имоти, машини и съоръжения

Ангажиментите за придобиване на имоти, машини и съоръжения са всички сключени договори на Дружеството за изграждане и въвеждане в експлоатация на активи. Основно, те са свързани с газопреносната мрежа включително и всички необходими съоръжения за поддържането й.

Бележки към финансовия отчет

15. Нематериални активи

в хиляди лева	Софтуер	Патенти и лицензии	Други	Общо
Отчетна стойност				
Салдо към 1 януари 2016 г.	1 109	262	2 961	4 332
Придобити	2 858	-	-	2 858
Рекласификация в Имоти, машини и съоръжения	-	-	(358)	(358)
Рекласификация	201	480	(681)	-
Салдо към 31 декември 2016 г.	4 168	742	1 922	6 832
Амортизация				
Салдо към 1 януари 2016 г.	916	123	1 194	2 233
Разходи за амортизация	150	67	126	343
Рекласификация в Имоти, машини и съоръжения	-	-	(291)	(291)
Рекласификация	104	216	(320)	-
Салдо към 31 декември 2016 г.	1 170	406	709	2 285
Балансова стойност				
Към 1 януари 2016 г.	193	139	1 767	2 099
Салдо към 31 декември 2016 г.	2 998	336	1 213	4 547

в хиляди лева	Софтуер	Патенти и лицензи	Други	Общо
Отчетна стойност				
Салдо към 1 януари 2015 г.	1 023	247	2 953	4 223
Придобити	86	17	8	111
Отписани	-	(2)	-	(2)
Салдо към 31 декември 2015	1 109	262	2 961	4 332
Амортизация				
Салдо към 1 януари 2015 г.	847	91	986	1 924
Годишна амортизационна квота	69	34	208	311
Отписани	-	(2)	-	(2)
Салдо към 31 декември 2015 г.	916	123	1 194	2 233
Балансова стойност				
Към 1 януари 2015 г.	176	156	1 967	2 299
Салдо към 31 декември 2015 г.	193	139	1 767	2 099

Към 31 декември 2016 г. Дружеството има договорни отношения във връзка с „Доставка и внедряване на Географска информационна система", които ще бъдат финализирани до м. 02.2017 г. Договорената стойност е 5 835 хил. лв. Всички разходи за амортизация са включени в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на ред „Разходи за

Бележки към финансовия отчет

амортизация ".

16. Отсрочени приходи от финансиране

в хиляди лева	Бележки	2016	2015
Баланс на 01 януари		22 599	18 278
Получени финансирания		26 544	4 478
Приход, признат през годината	6	(2 433)	(157)
Баланс на 31 декември		46 710	22 599

Отсрочените приходи от финансирания, признати в отчета за финансовото състояние, се отнасят предимно до нетекущи активи, чието придобиване и/или изграждане се финансира частично от външни организации. Съществената част от активите, обект на финансиране, са част от инвестиционната програма на Дружеството и към датата на финансовия отчет са въведени в експлоатация. Освен това, на Дружеството са предоставени и средства за финансиране на активи, които все още са в процес на изграждане.

Най-съществените активи, обект на финансиране, са Модернизация на КС Кардам 1 (240 хил. лв.) и КС Кардам 2 (87 хил. лв.), Реверсивна междусистемна връзка Русе-Гюргево (2 567 хил. лв.), Газопроводна връзка Добрич – Силистра (16 006 хил. лв.), Модернизация КС „Петрич" (12 174 хил. лв.), Модернизация КС „Ихтиман" (11 571 хил. лв.) и 3D сеизмични проучвания на ПГХ Чирен (3 051 хил. лв.).

Преносният газопровод с АГРС „Добрич–Силистра", свързан с разширение на газовата инфраструктура за пренос, е финансиран със собствени и привлечени средства от международен фонд „Козлодуй", като Администратор на средствата е Европейската банка за възстановяване и развитие. Сключен е Договор KIDSF-GA14B-A-08 с ЕБВР от 20 юли 2007 г. за финансиране на обекта, променен и допълнен на 07 юли 2010 г. Обектът е въведен в експлоатация с Разрешение за ползване № СТ-05-1706 от 08.10.2015 г.

Реверсивната междусистемна връзка България–Румъния има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз" ЕАД и „Трансгаз" СА Румъния, съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г., а през 2010 г. е осигурено финансиране на проекта от Европейската енергийна програма за възстановяване. Обектът е въведен в експлоатация на 4 етапа, като последното разрешение за ползване е от 29.12.2016 г.

През месец май 2014 г. между „Булгартрансгаз" ЕАД и Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) е сключен Договор за грант № 057, с който на Дружеството е отпусната безвъзмездна финансова помощ от Международен Фонд „Козлодуй" за „Изграждане на преносни газопроводи с автоматични газорегулиращи станции (АГРС) до Свищов, Панагюрище, Пирдоп и Банско - Разлог". Общата стойност на проекта се оценява на 21 790 хил. евро, от които безвъзмездната финансова помощ от Международен Фонд „Козлодуй" е в размер на 11 000 хил. евро. Очакваното съфинансиране от „Булгартрансгаз" ЕАД е в размер на 10 790 хил. евро.

На 3 април 2015 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа с финансиращата институция INEA споразумение за безвъзмездно финансиране за изпълнението на Предпроектно проучване за междусистемна връзка Турция-България(ITB). Общата стойност на проучването се оценява на 380 хил. евро, от които безвъзмездната финансова помощ от Механизма за свързване на Европа е в размер до 190 хил. евро. Към датата на финансовия отчет „Булгартрансаз" ЕАД е получило 30% от стойността на максимума на гранта по договор или 57 хил. евро в съответствие с условията на чл. 4.1.2 от Грантовото споразумение.

На 23 октомври 2015 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа грантово споразумение с INEA за провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания като част от проекта за разширение на ПГХ Чирен, включващ дейностите „3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура" и „Контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания" с очаквана обща стойност 7 800 хил. евро. Размерът на гранта е 50% от сумата на действието

Бележки към финансовия отчет

– до 3 900 хил. евро. Към датата на изготвяне на финансовия отчет „Булгартрансгаз" ЕАД е получило 40% от стойността на финансирането или 1 560 хил. евро.

На 27 април 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа грантово споразумение с INEA за изпълнение на „Подготвителни дейности в рамките на ПОИ 6.8.2. Рехабилитация, модернизация и разширяване на българската газопреносна система" (Preparatory activities in the frame of the PCI 6.8.2 Necessary rehabilitation, modernization and expansion of the Bulgarian transmission system) – " с очаквана обща стойност в размер на 1 700 хил. евро. Размерът на гранта е 50% от сумата на действието – до 850 хил. евро. Към датата на изготвяне на финансовия отчет „Булгартрансгаз" ЕАД е получило 40% от стойността на финансирането или 340 хил. евро.

На 03 ноември 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа грантово споразумение с INEA за моделиране и определяне на оптималните режими на експлоатация на проекта за разширение на ПГХ „Чирен"" (Implementation of a software package to model and determine the optimum operating regimes of the Chiren UGS expansion project), като част от проект от „общ интерес" 6.20.2 Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен" – с обща прогнозна стойност 260 хил. евро. Размерът на гранта е 50% от сумата на действието – до 130 хил. евро. Към датата на изготвяне на финансовия отчет „Булгартрансгаз" ЕАД е получило 40% от стойността на финансирането или 52 хил. евро.

17. Отсрочени данъчни активи и пасиви и разходи за данъци

Виж счетоводна политика в бележки 31 (м).

Очакваните разходи за данъци, базирани на приложимата данъчна ставка за България в размер на 10 % (2015 г.: 10 %), и действително признатите данъчни разходи в печалбата или загубата, могат да бъдат представени , както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Данъци признати в печалби и загуби		
Печалба преди данъчно облагане	73 731	103 514
Данъчна ставка	10 %	10 %
Очакван разход за данъци върху дохода	7 373	10 352
Данъчен ефект върху корекции за приходи, освободени от данъчно облагане	(5 976)	(3 968)
Данъчен ефект върху корекции за разходи, непризнати за данъчни цели	11 185	8 295
Текущ данък		
Текущ разход за данък	12 582	14 679
	12 582	14 679
Отсрочен данък		
Възникване и обратно проявление на временни разлики	(5 193)	(4 327)
Общо разходи за данъци	7 389	10 352
Отсрочени данъчни разходи, признати директно в другия всеобхватен доход	1 607	4 707

Разходите за текущи данъци, включват начислението за корпоративен данък върху печалбата в размер на 10% върху счетоводната печалба, преобразувана за целите на данъчното облагане.

Бележки към финансовия отчет

Отсрочените данъци възникват в резултат на временни разлики и могат да бъдат представени както следва:

Признати отсрочени данъчни активи и пасиви *в хиляди лева*	**2016**	**2015**
Имоти, машини и съоръжения	104 425	105 655
Обезценка на дългосрочни вземания	(2 919)	(630)
Материални запаси	(181)	(142)
Доходи на наети лица	-	(54)
Задължения по планове с дефинирани доходи	(770)	(714)
Задължения по неизползван годишен отпуск	(129)	(103)
	100 426	104 012

Отсрочените данъчни активи и пасиви се дължат на следните позиции:

в хиляди лева	Активи		Пасиви		Нетно	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Имоти, машини и съоръжения	-	-	104 425	105 655	104 425	105 655
Търговски вземания	(2 919)	(630)	-	-	(2 919)	(630)
Материални запаси	(181)	(142)	-	-	(181)	(142)
Доходи на наети лица	-	(54)	-	-	-	(54)
Задължения по планове с дефинирани доходи	(770)	(714)	-	-	(770)	(714)
Задължения по неизползван годишен отпуск	(129)	(103)	-	-	(129)	(103)
Данъчни (активи) пасиви	(3 999)	(1 643)	104 425	105 655	100 426	104 012
Нетиране на данъците	3 999	1 643	(3 999)	(1 643)	-	-
Нетни данъчни (активи) пасиви	-	-	100 426	104 012	100 426	104 012

При изчисление на отсрочените данъци към 31 декември 2016 година е приложена данъчна ставка 10%, която е определена със Закона за корпоративното подоходно облагане за 2016 година (за 2015 г.: 10%).

Бележки към финансовия отчет

18. Материални запаси

Виж счетоводна политика в Бележки 31 (е).

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Природен газ	83 778	90 498
Материали	23 848	16 929
Незавършено производство	233	268
Готова продукция	217	159
Гориво	34	36
Други	27	19
	108 137	107 909

Съществената част от материалните запаси представлява природен газ, съхраняван в ПГХ „Чирен". На основание и в изпълнение на заповед № Д-16-675/21.05.2014 г. на Министъра на икономиката и енергетиката са нагнетени 140 млн. куб. метра природен газ във връзка с възникнала необходимост за допълнителни задължения към обществото.

През 2016 г. общо 65 116 хил. лв. от материалните запаси са отчетени като разход в печалбата или загубата (2015 г.: 110 914 хил. лв.). Тази сума включва и обезценка на материални запаси в размер на 895 хил. лв. (2015 г.: 565 хил. лв.).
Намаление на разходите в резултат на възстановяване на обезценки, които са били признати в предходни периоди, не е настъпило през 2016 г. или 2015 г.
Дружеството няма материални запаси, предоставяни като обезпечение на задължения.

19. Търговски и други вземания

в хиляди лева	**Бележки**	**2016**	**2015**
Вземания от продажби на услуги		21 563	22 000
Намаление за обезценка и несъбираемост	25	(326)	(326)
Вземания от продажби на услуги, нетно от обезценки		21 237	21 674
ДДС за възстановяване		1 191	7 874
Предплатени разходи		253	59
Други		107	78
		1 551	8 011
Общо търговски и други вземания в т.ч.:		22 788	29 685
Текущи		22 788	29 685
		22 788	29 685

Всички вземания са краткосрочни. Нетната балансова стойност на търговските и други вземания се приема за разумна приблизителна оценка на справедливата им стойност.

Експозицията на Дружеството към кредитен и валутен риск и загуби от обезценка, свързани с търговски и други вземания, са представени в Бележка 24 *Финансови инструменти.*

Бележки към финансовия отчет

20. Пари и парични еквиваленти

в хиляди лева	2016	2015
Парични средства по разплащателни сметки	95 095	65 077
Краткосрочни депозити с матуритет до 3 месеца	145 189	100 399
Парични средства в брой	69	58
Пари и парични еквиваленти	240 353	165 534

Дружеството няма блокирани пари и парични еквиваленти.
Експозицията на Дружеството към кредитен и валутен риск и загуби от обезценка, свързани с пари и парични еквиваленти, са представени в Бележка 24 *Финансови инструменти*.

Към 31 декември са начислени лихви по депозитите, чийто падеж настъпва през следващата година и сумата на вземанията от лихва е включена в стойността на депозитите.

21. Капитал и резерви

Акционерен капитал

Акционерният капитал е разпределен в 841 414 350 броя поименни акции (2015: 799 491 550 броя поименни акции). Всички акции са с номинал от 1 лев. Едноличен собственик на капитала е „Български Енергиен Холдинг" ЕАД, чийто принципал е Министерството на енергетиката.

Акцията дава право на един глас в Общото събрание на акционерите, право на дивидент и на ликвидационен дял, съизмерими с номиналната стойност на акцията.

С решение на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг" ЕАД и разрешение на Министъра на енергетиката, през 2016 г. е увеличен капиталът на „Булгартрансгаз" ЕАД по реда на чл.197 от Търговския закон с 41 922 хил. лева, представляващи остатък от нетната печалба на дружеството за 2015 г., чрез издаване на 41 922 хил. нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1 лев.

Увеличението на капитала е финансова безналична сделка, при която не са използвани пари или парични еквиваленти и които не са отразени в отчета за паричните потоци.

Законови резерви

Законовите резерви включват фонд „Резервен", източник за образуване на който е най-малко 1/10 от печалбата, докато средствата по фонда достигнат най-малко 1/10 от регистрирания капитал. Към 31.12.2016 г. законовите резерви на Дружеството възлизат на 74 878 хил. лв. (2015 г.: 65 562 хил. лв.).

Преоценъчен резерв

Към датата на изготвяне на настоящия отчет е извършен преглед на справедливите стойности, както и на полезния живот на активите от групата на имоти, машини и съоръжения, отчетени към 31 декември 2016 г.

Съгласно приложимото законодателство преоценъчният резерв, формиран от преоценката на имоти, машини, съоръжения и оборудване, не може да се разпределя за дивиденти.

Съгласно политиката на Дружеството, преоценъчният резерв се разпределя към неразпределена печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Отписването на преоценъчен резерв в неразпределена печалба за 2016 г. е в размер на 44 368 хил. лв. (2015 г.: 42 830 хил. лв.).

Натрупаният преоценъчен резерв към 31.12.2016 г. възлиза на 839 038 хил. лв. (2015 г. : 868 038 хил. лв.).

Бележки към финансовия отчет

22. Доходи на наети лица

в хиляди лева	2016	2015
Задължение за планове с дефинирани доходи при пенсиониране - нетекущи	7 286	5 981
Задължение за планове с дефинирани доходи при пенсиониране - текущи	411	1 154
Общо задължения за доходи на наети лица	7 697	7 135

Задължения за планове с дефинирани доходи при пенсиониране

Съгласно изискванията на Кодекса на труда и Колективния трудов договор при прекратяване на трудовото правоотношение, след като служителят е придобил право на пенсия за осигурителен стаж и възраст, Дружеството е задължено да му изплати обезщетение в размер до шест брутни работни заплати и допълнително обезщетение съгласно Колективния трудов договор. Предприятието е начислило правно задължение за изплащане на обезщетения на наетите лица при пенсиониране в съответствие с изискванията на МСС 19 „Доходи на наети лица" на база на прогнозирани плащания за следващите пет години, дисконтирани към настоящия момент с дългосрочен лихвен процент на безрискови ценни книжа.

Задължението, признато в отчета за финансовото състояние относно планове с дефинирани доходи, представлява настоящата стойност на задължението по изплащане на дефинирани доходи към края на отчетния период.

Приблизителният размер на задълженията по планове с дефинирани доходи при пенсиониране към всеки отчетен период и разходите, признати в печалби и загуби се базират на актюерски доклад (информация за използваните параметри и предположения е оповестена по-долу).

Движения в настоящата стойност на задълженията по планове с дефинирани доходи

в хиляди лева	2016	2015
Настояща стойност на задължението към 1 януари	7 135	6 610
Разходи за лихви за периода	214	264
Разходи за текущ стаж за периода	509	452
Изплатен доход	(1 167)	(1 135)
Актюерска печалба за периода	1 006	944
Настояща стойност на задължението към 31 декември	7 697	7 135

Разходи, признати в печалби и загуби

в хиляди лева	2016	2015
Разходи за текущ трудов стаж	509	452
Разходи за лихви	214	264
	723	716

Бележки към финансовия отчет

Актюерски предположения

Основните актюерски предположения към датата на финансовия отчет (представени като осреднени стойности) са представени както следва:

	2016	2015
Дисконтов процент към 31 декември	3%	4%
Нарастване на заплатите за 2016 г.	-	7,60%
Нарастване на заплатите за 2017 г.	5,47%	3%
Нарастване на заплатите за 2018 г.	3%	-

Значимите актюерски предположения при определянето на задълженията по планове с дефинирани доходи са свързани с дисконтовия процент, очаквания процент на увеличение на заплатите и средната продължителност на живота. Следващата таблица представя анализ на чувствителността и обобщава ефектите от промените в тези актюерски предположения върху задълженията по планове с дефинирани доходи към 31 декември 2016 г.:

	Настояща стойност на задължението по план с дефинирани доходи към 31 декември			
ефект в хиляди лева	**2016**		**2015**	
Дисконтов процент	+1%	-1%	+1%	-1%
	7 551	7 848	7 007	7 269
Бъдещо увеличение на заплатите	+1%	-1%	+1%	-1%
	8 256	7 198	7 632	6 692
Очаквана продължителност на живота	+1 г.	-1 г.	+1 г.	-1 г.
	7 800	7 583	7 226	7 035
Текучество на персонала	+1%	-1%	+1%	-1%
	7 121	8 230	6 622	7 617

Анализът на чувствителността е базиран на промяна в само едно от предположенията. Той може да се различава от действителната промяна в задълженията за дефинирани доходи, тъй като промените в предположенията често са свързани помежду си.

Въпреки, че анализът не взема предвид пълното разпределение на паричните потоци, очаквани по плана, той предоставя приближение за чувствителността на изложените допускания.

Бележки към финансовия отчет

23. Търговски и други задължения

в хиляди лева	2016	2015
Задължения към доставчици	3 724	1 383
Задължения към персонала за неизползван платен годишен отпуск	1 293	1 034
Задължения към персонала за възнаграждения	1	520
Задължения към застрахователи	118	11
Други задължения	136	122
	5 272	3 070
Задължения към бюджета:		
Задължения за 5% фонд СЕС	1 397	-
Задължения за осигурителни вноски	981	960
Данък върху доходите на физически лица	933	828
Задължения към митници	828	928
Задължения за данъци върху разходите	321	269
Други задължения към бюджета	1	1
	9 733	6 056

Експозицията на Дружеството към ликвиден и валутен риск е представена в Бележка 24.

24. Финансови инструменти

Управление на финансовия риск

Преглед

Дружеството е изложено на различни видове рискове по отношение на финансовите си инструменти. Най-значимите финансови рискове, на които е изложено Дружеството са пазарен риск, кредитен риск и ликвиден риск.

Тази бележка представя информация за експозицията на Дружеството към всеки един от горните рискове, целите на Дружеството, политиките и процесите за измерване и управление на риска, и управлението на капитала на Дружеството.

Общи положения за управление на риска

Управителният съвет носи отговорността за установяване и управление на рисковете, пред които е изправено Дружеството. Политиката на Дружеството за управление на риска е развита така, че да идентифицира и анализира рисковете, с които се сблъсква Дружеството, да установява лимити за поемане на рискове и контроли, да наблюдава рисковете и съответствието с установените лимити. Тези политики подлежат на периодична проверка с цел отразяване на настъпили изменения в пазарните условия и в дейността на Дружеството. Дружеството, чрез своите стандарти и процедури за обучение и управление, цели да развие конструктивна контролна среда, в която всички служители разбират своята роля и задължения.

Кредитен риск

Кредитният риск е рискът едната страна по финансовия инструмент да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитният риск за Дружеството се състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Бележки към финансовия отчет

Основно Дружеството е изложено на кредитен риск в случай, че клиентите не изплатят своите задължения. Кредитното качество на клиентите се оценява като се вземат предвид финансово състояние, минал опит и други фактори.

Преносната стойност на финансовите активи, нетно от загубите от обезценки, представя в максимална степен кредитния риск, на който Дружеството е изложено.

Експозиция към кредитен риск

Балансовата стойност на финансовите активи представлява максималната кредитна експозиция. Максималната експозиция към кредитен риск към датата на отчета е както следва:

в хиляди лева	**Бележки**	**2016**	**2015**
Търговски и други вземания	19	21 237	21 674
Дългосрочни вземания от КТБ АД (в несъстоятелност)	29	31 134	54 030
Вземания от свързани лица	27	47 819	67 082
Пари и парични еквиваленти	20	240 353	165 534
		340 543	308 320

Търговски и други вземания

Максималната експозиция към кредитен риск за търговски и други вземания и вземания от свързани лица към отчетната дата по вид клиенти е както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Местни лица	48 076	68 701
Чуждестранни лица	20 980	20 055
	69 056	88 756
в т.ч.		
Свързани лица	47 819	67 082
Несвързани лица	21 237	21 674

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Клиенти транзитен пренос на природен газ	20 774	20 055
Клиенти пренос и съхранение на природен газ	47 920	67 559
Други търговски вземания	362	1 142
	69 056	88 756

Бележки към финансовия отчет

Най-значителна е експозицията от „Булгаргаз" ЕАД, който дължи 47 551 хил. лв. към 31 декември 2016 г. (2015: 66 820 хил. лева). Вземанията от „Булгаргаз" ЕАД са класифицирани като текущи и нетекущи в зависимост от срока, в който ще бъдат получени. Събирането на вземания от „Булгаргаз" ЕАД във връзка с извършени услуги от „Булгартрансгаз" ЕАД по пренос и съхранение на природен газ, ще се осъществи по утвърден график на изплащане в съответствие с изготвен погасителен план към договора, сключен между страните при пазарен лихвен процент.

Загуби от обезценка

Времевата структура на търговски и други вземания към датата на отчета, които не са обезценени, е както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Нито просрочени, нито обезценени	21 416	33 058
Просрочени между 1-30 дни	-	-
Просрочени между 31-90 дни	-	-
Просрочени между 90-120 дни	-	-
Просрочени над 120 дни	-	15
	21 416	33 073

Времевата структура на вземанията от свързани лица към датата на отчета, които не са обезценени, е както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Нито просрочени, нито обезценени	47 638	60 724
Просрочени между 1-30 дни	19	3 629
Просрочени между 31-90 дни	38	2 610
Просрочени между 90-120 дни	19	19
Просрочени над 120 дни	105	100
	47 819	67 082

Движението в коректривната сметка за обезценка за търговски и други вземания през годината е както следва:

в хиляди лева	**Бележки**	**Индивидуални обезценки**	**Колективни обезценки**
Баланс към 1 януари 2015		326	-
Баланс към 31 декември 2015		6 626	-
Признати загуби от обезценка		22 895	-
Баланс към 31 декември 2016		29 521	-

Ликвиден риск

Ликвидният риск е рискът Дружеството да не може да изпълни финансовите си задължения, тогава когато те станат изискуеми. Политиката в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужени задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като характерът на дейността на Дружеството е свързан с регулярен пренос и съхранение на природен газ, контролът на ликвидния риск се състои главно във:

- внимателно планиране на всички входящи и изходящи парични потоци, базирано на

Бележки към финансовия отчет

месечни прогнози;
- условия на плащане по сделки със свързани лица и клиенти, които се извършват в рамките на един месец.

В следващата таблица са представени договорените падежи на финансовите пасиви на база на най-ранната дата, на която Дружеството може да бъде задължено да ги изплати. В таблицата са посочени недисконтираните парични потоци, включващи главници и лихви:

По-долу са договорните падежи на финансови пасиви, включително очаквани плащания на лихви, изключващи ефекта от договорености за нетиране:

31 Декември 2016 г.

в хиляди лева	Бел.	Балансова стойност	Договорни парични потоци	До 6 месеца	6-12 месеца	1-2 години	2-5 години	Повече от 5 години
Недеривативни финансови задължения								
Търговски и други задължения	23	3 578	(3 578)	3 578	-	-	-	-
Гаранции по договори	28	4 959	(4 959)	3 276	249	133	418	883
Задължения към свързани лица	27	664	(664)	664	-	-	-	-
		9 201	(9 201)	7 518	249	133	418	883

31 Декември 2015 г.

в хиляди лева	Бел.	Балансова стойност	Договорни парични потоци	До 6 месеца	6-12 месеца	1-2 години	2-5 години	Повече от 5 години
Недеривативни финансови задължения								
Търговски и други задължения	23	1 424	(1 424)	1 419	-	5	-	-
Гаранции по договори	28	36 200	(36 200)	538	35 378	284	-	-
Задължения към свързани лица	27	15	(15)	15	-	-	-	-
		37 639	(37 639)	1 972	35 378	289	-	-

Пазарен риск

Пазарен риск е рискът при промяна на пазарните цени като курс на чуждестранна валута, лихвени проценти или цени на капиталови инструменти, доходът на Дружеството или стойността на неговите инвестиции да бъдат засегнати. Целта на управлението на пазарния риск е да се контролира експозицията към пазарен риск в приемливи граници като се оптимизира възвръщаемостта.

Валутен риск

Дружеството е изложено на валутен риск при покупки и/или продажби, деноминирани във валута, различна от функционалната валута на Дружеството. Дружеството осъществява основно сделки в лева и евро във връзка с получените технически и други услуги. Валутният риск за тези покупки, свързан с възможни колебания в курса на чуждестранната валута, е минимален поради наличие на фиксиран обменен курс на еврото към лева, определен от БНБ. Дружеството осъществява и сделки в щатски долари, поради което се отчита съществуването на валутен риск, свързан с колебанията на курса на щатския долар.

Бележки към финансовия отчет

Експозиция към валутен риск

Експозицията на Дружеството към валутен риск е както следва на базата на финансови активи и пасиви, които са представени в чуждестранна валута и са преизчислени в български лева:

в хиляди лева	**EUR**	**USD**	**EUR**	**USD**
	31 декември 2016		31 декември 2015	
Пари и парични еквиваленти	5 431	2 097	3 419	19 974
Вземания по депозити	9 779	20 410	1 956	64 443
Търговски вземания	125	20 807	331	21 121
Търговски задължения	(430)	-	(694)	-
Нетна експозиция от отчета за финансово състояние	14 905	43 314	5 012	105 538

Следните значими обменни курсове са приложими през годината:

	Среден курс		**Курс към отчетната дата**	
BGN	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
EUR	1,95583	1,95583	1,95583	1,95583
USD	1,76833	1,77082	1,85545	1,79007
GBP	2,39251	2,70035	2,28437	2,65002

Анализ на чувствителността

Увеличение на обменния курс на лева, както е представено по-долу, срещу USD към 31 декември 2016 г. би увеличило/намалило собствения капитал и печалби и загуби със сумите представени по-долу. Този анализ се базира на вариациите в обменните курсове на чуждестранна валута, които Дружеството счита за резонно възможни към края на отчетния период. Анализът допуска, че всички променливи, особено лихвени нива, остават непроменени и игнорира всяко влияние на прогнозни продажби и покупки. Анализът е направен на същата база през 2015 г., въпреки че резонно възможните вариации на обменните курсове са били различни, както е представено по-долу.

	Увеличение		**Намаление**	
Ефект в хиляди лева	**Собствен капитал**	**Печалби и загуби**	**Собствен капитал**	**Печалби и загуби**
31 декември 2016				
USD (2,1 процента движение)	910	910	(910)	(910)
31 декември 2015)				
USD (2,2 процента движение)	2 322	2 322	(2 322)	(2 322)

Бележки към финансовия отчет

Лихвен риск

Към отчетната дата лихвеният профил на лихвоносните финансови инструменти на Дружеството е както следва:

		Номинална стойност	
в хиляди лева	**Бел.**	**2016**	**2015**
Инструменти с фиксирана лихва			
Финансови активи			
Пари и парични еквиваленти	20	240 353	165 534
Вземания от свързани лица – текущи	27	23 110	26 656
Вземания от свързани лица – нетекущи	27	24 709	40 426
		288 172	232 616

Анализ на чувствителността на справедливата стойност за инструменти с фиксирана лихва

Дружеството не отчита финансови активи и пасиви с фиксирана лихва по справедлива стойност в печалби и загуби. Поради това, промени в лихвените нива към датата на финансовия отчет не биха засегнали печалби и загуби.

Управление на капитала

Дружеството управлява капитала си така, че да осигури функционирането си като действащо предприятие, като едновременно с това се стреми да максимизира възвращаемостта за едноличния собственик на капитала, чрез оптимизация на съотношението между дълг и капитал (възвращаемостта на инвестирания капитал). Целта на Ръководството е да гарантира стабилно бъдещо развитие на Дружеството.

Политиката на Управителния съвет е да се поддържа силна капиталова база така, че да се поддържа доверието на клиенти, кредитори и на пазара като цяло, и да може да се осигурят условия за развитие на бизнеса в бъдеще.
Дружеството не е предмет на наложени отвън капиталови изисквания.

През годината не е имало промени в подхода за управлението на капитала на Дружеството.

25. Определяне на справедливи стойности

Някои от счетоводните политики и оповестявания на Дружеството изискват определяне на справедливи стойности за финансови и за нефинансови активи и пасиви. Справедливи стойности са определени за целите на отчитането и оповестяването на базата на методите по-долу. Когато е приложимо, в съответните бележки, е оповестена допълнителна информация за допусканията, направени при определянето на справедливите стойности на специфичния актив или пасив.

(i) Имоти, машини и съоръжения

Справедливата стойност на имот е очакваната сума, за която имотът може да бъде разменен към датата на придобиване между желаещи купувач и продавач в сделка при пазарни условия след подходящо маркетиране и страните са действали съзнателно. Справедливата стойност на машини, съоръжения и оборудване е базирана на пазарен подход и подход на цената на придобиване, чрез използване на пазарни цени за сходни позиции, когато са налични и стойност на подмяна, когато е подходящо. Приблизителната оценка на амортизираната стойност на подмяна отразява корекциите за физическо износване, както и за функционално и икономическо остаряване. Методите, използвани за оценка на

Бележки към финансовия отчет

справедливата стойност на дълготрайните материални активи на Дружеството, са описани в бележка 14 *Имоти, машини и съоръжения.*

(ii) Търговски и други вземания

Справедливите стойности на търговски и други вземания, се определят като настояща стойност на бъдещите парични потоци, дисконтирани с пазарна лихва, към отчетната дата. Краткосрочни безлихвени вземания се оценяват по оригинална стойност по фактура, ако ефектът от дисконтиране е несъществен. Справедлива стойност се определя при първоначално признаване и за целите на оповестяването, към всеки отчетен период.

Дружеството отчита нетекущи вземания от свързани лица, които подлежат на олихвяване с пазарен лихвен процент, поради което тези вземания не са дисконтирани.

(iii) Недеривативни финансови задължения

Справедливите стойности, които се определят за целите на оповестяването, се изчисляват на базата на настоящата стойност на бъдещи парични потоци на главници и лихви, дисконтирани с пазарен лихвен процент към датата на отчета.

Бележки към финансовия отчет

Счетоводни класификации и справедливи стойности

Справедливи стойности сравнени с балансови стойности

Справедливите стойности на финансови активи и пасиви, заедно с балансовите стойности, включени в отчета за финансово състояние са както следва:

31 декември 2016		**Балансова стойност**			**Справедлива стойност**			
в хил. лева	**Бел.**	**Заеми и вземания**		**Общо**	**Ниво 1**	**Ниво 2**	**Ниво 3**	**Общо**
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност								
Пари и парични еквиваленти	20	240 353	-	240 353	-	-	240 353	240 353
Търговски и други вземания	19,29	52 802	-	52 802	-	-	52 802	52 802
Вземания от свързани лица	27	47 819	-	47 819	-	-	47 819	47 819
		340 974		340 974	-	-	340 974	340 974
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност								
Гаранции по договори	28	(4 959)		(4 959)	-	-	(4 959)	(4 959)
Търговски и други задължения	23	(3 578)	-	(3 578)	-	-	(3 578)	(3 578)
Задължения към свързани лица	27	(664)	-	(664)	-	-	(664)	(664)
		(9 201)		(9 201)	-	-	(9 201)	(9 201)

На база на направените анализи ръководството счита, че балансовите стойности на финансовите активи и пасиви могат да се приемат за разумно приближение с тяхната справедлива стойност.

Бележки към финансовия отчет

Счетоводни класификации и справедливи стойности

Справедливи стойности сравнени с балансови стойности

Справедливите стойности на финансови активи и пасиви, заедно с балансовите стойности включени в отчета за финансово състояние са, както следва:

31 декември 2015		**Балансова стойност**			**Справедлива стойност**			
в хил. лева	**Бел.**	**Заеми и вземания**	**Други финансови пасиви**	**Общо**	**Ниво 1**	**Ниво 2**	**Ниво 3**	**Общо**
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност								
Пари и парични еквиваленти	20	165 534	-	165 534	-	-	165 534	165 534
Търговски и други вземания	19,29	75 908	-	75 908	-	-	75 908	75 908
Вземания от свързани лица	27	67 082	-	67 082	-	-	67 082	67 082
		308 524		308 524	-	-	308 524	308 524
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност								
Гаранции по договори	28	(36 200)	-	(36 200)	-	-	(36 200)	(36 200)
Търговски и други задължения	23	(1 424)	-	(1 424)	-	-	(1 424)	(1 424)
Задължения към свързани лица	27	(15)	-	(15)	-	-	(15)	(15)
		(37 639)		(37 639)	-	-	(37 639)	(37 639)

На база на направените анализи ръководството счита, че балансовите стойности на финансовите активи и пасиви могат да се приемат за разумно приближение с тяхната справедлива стойност.

Оценяване по справедлива стойност на нефинансови активи

Следната таблица представя нивата в йерархията на нефинансови активи към 31 декември 2016 г. и 31 декември 2015 г., оценявани периодично по справедлива стойност:

31 декември 2016 г. *в хиляди лева*	Ниво 1	Ниво 2	Ниво 3
Имоти, машини и съоръжения:			
- земя	-	-	10 106
- сгради	-	-	61 647
- машини, съоръжения и оборудване	-	-	1 427 031
- буферен газ	-	-	198 132
- транспортни средства	-	-	6 061

31 декември 2015 г. *в хиляди лева*	Ниво 1	Ниво 2	Ниво 3
Имоти, машини и съоръжения:			
- земя	-	-	9 890
- сгради	-	-	45 346
- машини, съоръжения и оборудване	-	-	1 308 535
- буферен газ	-	-	183 115
- транспортни средства	-	-	4 959

Справедливата стойност на недвижимите имоти на Дружеството е определена на базата на доклади на независими лицензирани оценители.

26. Условни задължения

С Директива 2009/29/ЕО се определят основните параметри на търговията с емисии за периода от 2013 г. до 2020 г., като за производството на електрическа енергия не се предвиждат да бъдат разпределени безплатни квоти и всички квоти трябва да бъдат закупувани от инсталациите чрез търг. Възможност за разпределяне на безплатни квоти на преходен принцип на инсталации за производство на електрическа енергия се предоставя единствено от чл. 10в и то в случай, че държавата-членка отговаря на определени изисквания.

България се възползва от възможността за компенсиране на електропроизводството по чл. 10в, с което сектор „Електропроизводство" ще премине постепенно от безплатни квоти към квоти, осигурявани чрез участие в търгове. В замяна на предоставянето на безплатните квоти всяка инсталация, отговаряща на определените изисквания, ще трябва да изпълнява проекти на стойност равна на предоставените безплатни квоти.

Във връзка с горепосоченото и съгласно изискванията на Директива 2009/29/ЕО и съобщение (2011/С 99/03) на Комисията, Указателен документ, относно възможността за прилагане на член 10в от Директива 2003/87/ЕО, Министерството на енергетиката подготви Национален план за инвестиции (НПИ) с включени инвестиционни проекти.

Отчитайки заложените изисквания, "Булгартрансгаз" ЕАД кандидатства за включване в НПИ. За финансиране са одобрени проектите за модернизация на 4 броя компресорни станции КС Ихтиман, КС Лозенец, КС Петрич и КС Странджа, предвид факта, че с реализирането на тези

проекти, се очаква намаление на емисиите от CO2, отделяни от гореспоменатите компресорни станции, с около 15%.

През 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД в съответствие с Раздел V - Сметка „НПИ" на Наредбата за организацията и контрола по изпълнението на НПИ, е представил Заявления за възстановяване на разходи направени за реализацията на следните проекти:

BG-$-0101 за „Модернизация на компресорна станция „Ихтиман", чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.

BG-$-0102 за „Модернизация на компресорна станция „Петрич", чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.

BG-$-0103 за „Модернизация на компресорна станция „Лозенец", чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.

BG-$-0104 за „Модернизация на компресорна станция „Странджа", чрез интегриране на нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.

До момента със заповеди №Е-РД-16-600/09.12.2016 и №Е-РД-16-599/09.12.2016 на Министъра на енергетиката на „Булгартрансгаз" ЕАД са възстановени разходи от Сметка „Национален план за инвестиции" за КС Ихтиман в размер на 12 791 636,51 лв. и за КС Петрич в размер на 12 791 629,63 лв. Предстои възстановяването на средствата за КС Лозенец и КС Странджа.

Дружеството е страна по Дело AT.39849 - BEH gaz, предприето от страна на Европейската комисия (ЕК) във връзка с официално производство за разследване относно това дали „БЕХ" ЕАД и дъщерните му дружества „Булгаргаз" ЕАД и „Булгартрансгаз" ЕАД нарушават правилата за конкуренция на ЕС на пазара на природен газ в страната. Процедурата е образувана във връзка с опасения на ЕК, че „БЕХ" ЕАД и дъщерните дружества препятстват свои потенциални конкуренти да получат достъп до българската газопреносна мрежа и до съоръжението за съхранение на природен газ, като изрично или мълчаливо отказват достъп на трети страни или го забавят, както и евентуално препятстване на конкурентите да получат достъп до главния газопровод за внос чрез резервиране на капацитет на територията на Румъния.

Поради сложността и характера на производството, както и обстоятелството, че производството е в ход и няма постановено решение, ръководството на Дружеството не е в състояние да направи преценка относно очакваните ефекти.

27. Свързани лица

Предприятие-майка и крайно контролиращо лице

Крайно контролиращо лице за Дружеството е „Български Енергиен Холдинг" ЕАД (БЕХ).

Дружеството има сделки със следните дружества от групата на БЕХ:

„Български Енергиен Холдинг" АД	контролиращо дружество
„Булгаргаз" ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Булгартел" ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„НЕК" ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„ЕСО" ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Мини Марица Изток" ЕАД	дъщерно дружество на БЕХ
„Южен поток България" АД	съвместно контролирано дружество на БЕХ

Сделките със свързани лица са представени както следва:

- Предоставяне на услуги по пренос и съхранение на природен газ на „Булгаргаз" ЕАД;
- Плащания за закупен природен газ от „Булгаргаз" ЕАД;
- Покупка на електрическа енергия от „ЕСО" ЕАД
- Договор за уреждане на отношенията по ползване от „Булгартел" ЕАД на ресурси от спомагателната мрежа на „Булгартрансгаз" ЕАД и използване от „Булгартрансгаз" ЕАД на съоръжения на „Булгартел" ЕАД от неговата обществена електронна съобщителна мрежа.
- Предоставени от „НЕК" ЕАД и „Мини Марица Изток" ЕАД услуги за командироване на служители.

Сделки с други свързани лица

Сделки със свързани лица

	Стойност на сделките през:		*Крайни салда*	
в хиляди лева	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
"БЕХ" ЕАД				
Предоставен заем:	-	-	-	-
Дивидент	41 923	53 610		
Лихви по предоставен заем	-	485	-	-
	41 923	54 095	-	-
"Булгаргаз" ЕАД				
Продажби:				
Услуги по пренос и съхранение	63 204	52 651	7 172	11 261
Неустойки за просрочени плащания	174	902	1	19
Лихви дългосрочни вземания	1 751	2 109	-	-
Дългосрочни вземания	-	-	24 661	40 378
Текуща част на дългосрочни вземания	-	-	15 717	15 162
	65 129	**55 662**	**47 551**	**66 820**
Покупка на:				
Услуги по пренос и съхранение	-	-	(8)	-

Сделки със свързани лица

	Стойност на сделките през:		*Крайни салда*	
Покупка на природен газ за технологични нужди	(1 307)	(7 751)	-	-
Гаранции по договор	-	(25)	(648)	-
	(1 307)	(7 776)	(656)	-
„Булгартел" ЕАД				
Продажби:				
Ползване на оптични влакна	166	166	156	170
Колокация	48	47	57	36
Неустойки за просрочени плащания	22	20	7	7
	236	233	220	213
„Булгартел" ЕАД				
Покупка на:				
Ползване на ресурси от спомагателната мрежа и комуникационни услуги	(45)	(43)	(292)	(315)
	(45)	(43)	(292)	(315)
„Южен поток България" АД				
Наем	1	-	-	1
	1	-	-	1
НЕК ЕАД				
Покупка на електроенергия	-	(534)	-	-
Командировки	(5)	-		
	(5)	(534)	-	-
ЕСО ЕАД				
Открита гаранция	(69)	-	48	48
Услуга по пренос на електроенергия	(2)	(66)	(7)	(15)
	(71)	(66)	41	33
„Мини Марица Изток" ЕАД				
Предоставени услуги	5	3	-	-
	5	3	-	-
Общо вземания свързани лица	-	-	47 819	67 082
Общо задължения свързани лица	-	-	955	330

Обобщени, разчетите със свързани лица са както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Нетекущи вземания от свързани лица	24 709	40 426
Текущи вземания от свързани лица	23 110	26 656
	47 819	67 082

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Нетекущи задължения към свързани лица	267	291
Текущи задължения към свързани лица	688	39
	955	330

Възнаграждение на ключов ръководен персонал

Дружеството има отношение на свързано лице с директори и служители с контролни функции.

Общата сума на начислените възнаграждения, включени в разходите за персонал, е както следва:

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Изплатени възнаграждения на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет	412	343
Осигурителни вноски върху възнагражденията на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет	24	22
Общо разходи за възнаграждения на ключов управленски персонал	436	365

Участие на ключов ръководен персонал в управлението на други дружества

Кирил Георгиев Георгиев – Председател на НС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Владимир Вълчев Митрушев – член на НС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Венцислав Цветков Цветанов – член на НС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други дружества.

Членовете на Управителния съвет:

Таня Трендафилова Захариева - Председател на УС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Участва в управлението на:
  - Кооперация „Кооп акаунт", ЕИК 203273682, в качеството ѝ на член на Управителния съвет;

Делян Валентинов Димитров – член на УС

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Участва в управлението на Държавно предприятие „Съобщително строителство и възстановяване", ЕИК 175444109, в качеството му на член на Управителния съвет.

Георги Кирилов Гегов - член на УС и Изпълнителен директор

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Едноличен собственик на капитала на „Евро Кънстракшънс" ЕООД, ЕИК 175132579;
- Не участва в управлението на други дружества.

28. Гаранции по договори

в хиляди лева	**2016**	**2015**
Нетекущи гаранции по договори	1 434	283
Текущи гаранции по договори	3 525	35 917
	4 959	36 200

Съществена част от текущите гаранции са задържани суми по договори за строителство, които се изплащат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите, съгласно клаузите на договора.

29. Дългосрочни вземания

Съществената стойност на дългосрочни вземания представляват вземания на „Булгартрансгаз" ЕАД от Корпоративна Търговска Банка АД в несъстоятелност („КТБ" АД (н)) в размер на 31 134 хил. лв. (2015 г.: 54 030 хил. лв.). През 2016 г. ръководството на Дружеството е направило преценка относно възстановимата стойност на тези вземания и в резултат на това е призната загуба от обезценка в размер на 22 895 хил. лв. (2015 г.: 6 300 хил. лв.).

За част от вземанията от КТБ АД (н) в брутен размер на 18 035 хил. лв., са налице особени обстоятелства, във връзка с което Ръководството на Дружеството е предприело действия по изваждане на тази сума от масата на несъстоятелността и възстановяването ѝ в полза на „Булгартрансгаз" ЕАД.

30. Събития след датата на отчетния период

Няма събития, настъпили след края на отчетния период, които да изискват и/или налагат корекции или допълнително оповестяване във финансовия отчет на Дружеството за годината, приключваща на 31 декември 2016 г.

31. Значими счетоводни политики

Значимите счетоводни политики, представени по-долу са прилагани последователно във всички представени периоди.

(а) Чуждестранна валута

(i) Сделки в чуждестранна валута

Операциите в чуждестранна валута се отчитат във функционалната валута по обменния курс, приложим в деня на извършване на сделката. Парични активи и пасиви, деноминирани в чуждестранна валута, се отчитат във функционалната валута по заключителния курс на БНБ в деня на изготвяне на отчета за финансовото състояние. Печалба или загуба от курсови разлики, произтичащи от парични позиции, е разликата между амортизираната стойност във функционална валута в началото на периода, коригирана с ефективната лихва и плащанията през периода и амортизираната стойност в чуждестранна валута, превалутирана по курса в края на периода.

Непарични активи и пасиви деноминирани в чуждестранни валути, които се отчитат по справедлива стойност, се превръщат във функционалната валута по курса на датата, към която е определена справедливата стойност. Непарични активи и пасиви в чуждестранна валута, които се оценяват по историческа цена, се превалутират във функционалната валута по курса на датата на сделката. Курсови разлики, възникващи от превалутирането във функционалната валута се отчитат в печалби и загуби.

От 1 януари 1999 година обменният курс на Българския лев (BGN) е фиксиран към евро (EUR). Обменният курс е BGN 1.95583 / EUR 1.0.

(б) Финансови инструменти

(i) Недеривативни финансови активи

Дружеството първоначално признава заеми, вземания и депозити на датата, на която те са възникнали. Всички други финансови активи се признават първоначално на датата на търгуване, на която Дружеството е станало страна по договорните условия на инструмента. Дружеството отписва финансов актив, когато договорните права за паричните потоци от актива са погасени, или Дружеството прехвърли правата за получаване на договорените парични потоци от финансовия актив в сделка, според която значителна част от всички рискове и изгоди от собствеността на финансовия актив са прехвърлени. Всяко участие в прехвърлен финансов актив, който е създаден или задържан от Дружеството се признава като отделен актив или пасив.

Финансови активи и пасиви се нетират и нетната стойност се представя в отчета за финансово състояние тогава и само тогава, когато Дружеството има правно основание да нетира сумите и има намерение или да урежда на нетна база или да реализира актива и да уреди пасива едновременно.

Дружеството има следните не-деривативни финансови активи: търговски и други вземания, пари и парични еквиваленти.

Търговски и други вземания

Търговски и други вземания са финансови активи с фиксирани или определяеми плащания, които не са котирани на активен пазар. Такива активи се признават първоначално по справедлива стойност плюс всички пряко съотносими разходи по сделката. След първоначално признаване заеми и вземания се оценяват по амортизирана стойност, като се използва методът на ефективния лихвен процент, намалена със загуби от обезценка (виж Бележка 31(ж).

Заеми и вземания включват пари и парични еквиваленти и търговски и други вземания.

Пари и парични еквиваленти

Пари и парични еквиваленти включват парични наличности и депозити на виждане с първоначален матуритет от три месеца или по-малко от датата на придобиване, които са свързани с незначителен риск от промяна в справедливата им стойност и се използват от Дружеството за управление на краткосрочни ангажименти.

Депозити с матуритет над 3 месеца се класифицират като краткосрочни вземания в Отчета за финансовото състояние.

(б) Финансови инструменти

(ii) Недеривативни финансови пасиви

Дружеството има следните недеривативни финансови пасиви: търговски и други задължения. Такива финансови пасиви се признават първоначално по справедлива стойност плюс всички пряко свързани разходи по сделката. След първоначално признаване тези финансови пасиви се оценяват по амортизирана стойност, като се използва метода на ефективния лихвен процент.

Финансовите пасиви се признават първоначално на тяхната дата на търгуване, на която Дружеството е станало страна по договорните условия на инструмента. Дружеството отписва финансов пасив когато неговите договорни задължения са изпълнени или са отменени или не са валидни повече.

Финансови активи и пасиви се нетират, и нетната стойност се представя в отчета за финансово състояние тогава, и само тогава, когато Дружеството има правно основание да нетира сумите, и има намерение или да урежда на нетна база или да реализира актива, и да уреди пасива едновременно.

(iii) Акционерен капитал

Обикновени акции

Обикновените акции се класифицират като собствен капитал. Пределните разходи, пряко свързани с издаването на обикновените акции се признават като намаление на собствения капитал, нетно от всички данъчни ефекти. Капиталът на Дружеството е представен по историческа стойност към датата на последната регистрация.

(в) Имоти, машини и съоръжения

(i) Признаване и оценка. Специфични активи.

Първоначално признаване

Имоти, машини и съоръжения се оценяват първоначално по цена на придобиване, която

включва разходите, пряко свързани с придобиването на актива. Цената на придобиване на активите придобити по стопански начин включва следното:

- разходи за материали и за директно вложен труд;
- разходи пряко свързани с привеждане на актива до състояние необходимо за предвидената употреба;
- когато дружеството има задължение да демонтира актива или да възстанови терена, приблизителна оценка на разходите за демонтаж и за възстановяване на площадката, на която е разположен актива;

Закупен софтуер, без който е невъзможно функционирането на закупено оборудване, се капитализира като част от това оборудване.

Когато в имотите, машините, съоръженията и оборудването се съдържат компоненти с различна продължителност на полезен живот, те се отчитат отделно.

Последваща оценка

За целите на последваща оценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване, Дружеството прилага модела на преоценка в МСС 16. Преоценената стойност представлява справедливата стойност на актива към датата на преоценка, намалена с последваща амортизация и натрупани загуби от обезценка.

Справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и оборудване се определя на базата на пазарните доказателства, представени в доклад, изготвен от независим лицензиран оценител.

Преоценката на имоти, машини и съоръжения се извършва на всеки 3 години. Когато справедливите стойности се променят значително за по-кратък период, преоценката може да се прави по-често.

Земята, сградите, съоръженията и оборудването, буферният газ, включително и специализираните транспортни средства, притежавани от Дружеството, са оценени на базата на оценъчен доклад, изготвен от независим лицензиран оценител към 30 юни 2015 г. (виж също Бележка 14). Към 31 декември 2016 г. е направен преглед на справедливата стойност на имоти, машини, съоръжения и транспортни средства(товарни и специализирани) (ИМСТС) и на нетната реализируема стойност на материалните запаси, както и тест за обезценка. В отчета за финансовото състояние всички леки автомобили, други нетекущи активи и активи в процес на изграждане са представени на базата на историческа цена, намалена с натрупани амортизации и загуби от обезценка.

Специфичен дълготраен материален актив за „Булгартрансгаз" ЕАД е буферният природен газ в ПГХ „Чирен" и в газопровода. Той е постоянно количество, което само поддържа използваемостта на хранилището и газопровода, без да участва в количеството транспортиран или използван за собствени технологични нужди природен газ. Тези количества не могат да намаляват, защото се намалява капацитетът на ПГХ и газопровода.

Буферният газ в ПГХ „Чирен", транзитния и магистрален газопровод се разделя на амортизируем и неамортизируем буферен газ. Амортизируемият буферен газ в ПГХ „Чирен" е онова количество газ, което ще остане в подземния резервоар след прекратяване експлоатацията на газохранилището и не може да бъде използвано за търговски цели.

Неамортизируемият буферен газ е част от буферния газ в ПГХ „Чирен", която би могло да се добие на повърхността при налягане на газопровода 35 бара при съществуващите в момента

съоръжения.

Буферният газ в газопровода се разделя също на амортизируем и неамортизируем на база горепосоченото предположение. Количествата буферен газ, както и тяхната стойност са оповестени в *Бележка 14*.

Печалби и загуби при отписване на имоти, машини и съоръжения (определят се като разлика между постъпленията и балансовата стойност на актива) се признават нетно в други приходи/други разходи в печалби и загуби. Когато преоценени активи се продадат, сумите, включени в преоценъчен резерв, се рекласифицират в неразпределена печалба или загуба.

В края на всеки отчетен период част от преоценъчния резерв се реализира в съответствие с използване на актива от предприятието. Сумата на реализираната преоценка представлява разликата между амортизацията въз основа на преоценената балансова стойност на актива и амортизацията въз основа на цената на придобиване.

(ii) Последващи разходи

Последващи разходи се капитализират само когато е вероятно, че бъдещи икономически ползи от тези разходи ще бъдат получени от Дружеството. Текущи ремонти и поддръжка се признават като разход при възникването им.

(iii) Амортизация

Имоти, машини, съоръжения и оборудване се амортизират от датата, на която са инсталирани и са готови за употреба, или за придобитите по стопански начин, от датата на която активът е завършен и е готов за употреба. Амортизацията се признава до размера на първоначалната стойност на актива минус очакваната остатъчна стойност на актива на база линейния метод въз основа на очаквания полезен живот на всеки един компонент от имоти, машини, съоръжения и оборудване. Амортизацията се отчита в печалби и загуби, освен ако не се включва в отчетната стойност на друг актив. Амортизация на придобити активи при условията на финансов лизинг се начислява за по-късия между срока на договора и техния полезен живот, освен в случаите, когато е почти сигурно придобиването на собствеността върху тях до края на срока на договора. Земята не се амортизира.

Очакваните срокове на полезен живот за текущия и сравнителния период, са както следва:

Сгради	7 – 70 години
Машини, съоръжения и оборудване	3 – 50 години
Компютърна техника и офис обзавеждане	3 – 12 години
Транспортни средства	3 – 15 години
Амортизируем буферен газ	60 години
Всички останали	3 – 15 години

Методите на амортизация, полезният живот и остатъчните стойности се преразглеждат към всяка отчетна дата и се коригират, ако е необходимо. Приблизителните оценки за някои имоти, машини и съоръжения са ревизирани към 31.12.2016 г. (виж също *Бележка 14*).

(г) Нематериални активи

(i) Нематериални активи

Нематериални активи, придобити от Дружеството, имащи определен полезен живот, са представени по цена на придобиване, намалена с натрупана амортизация и загуби от обезценки.

(ii) Последващи разходи

Последващи разходи се капитализират само когато увеличават бъдещата икономическа полза от специфичния актив, за който се отнасят. Всички останали разходи се признават като разход в момента на тяхното възникване.

(iii) Амортизация

Нематериалните активи се амортизират на база линейния метод в печалби и загуби въз основа на очаквания срок на полезния им живот от датата, на която са готови за употреба.

Очакваните срокове на полезен живот за текущия и сравнителния период са както следва:

Лицензии за съхранение, пренос и транзитен пренос на природен газ	4 – 35години
Лицензии за софтуер и мобилна далекосъобщителна и радиотелефонна мрежа	2 – 10 години
Програмни продукти	2 – 8 години
Други	3 – 25 години

Методите на амортизация, полезният живот и остатъчните стойности се преразглеждат към всяка отчетна дата и се коригират ако е необходимо.

(д) Наети активи

Лизинговите договори, по силата на които на Дружеството се прехвърлят всички значими рискове и изгоди от собствеността, се класифицират като финансов лизинг. При първоначално признаване наетите активи се отчитат по по-ниската от справедлива стойност и настояща стойност на минималните лизингови плащания. След първоначално признаване, активът се отчита според счетоводната политика, приложима за съответния актив.

Различни от тези лизингови договори са договори за оперативен лизинг и те не се признават в отчета за финансовото състояние на Дружеството.

(е) Материални запаси

Материалните запаси се отчитат по по-ниската от тяхната себестойност и нетна реализуема стойност. Себестойността на материалните запаси се базира на принципа „средно претеглена стойност", и включва разходи за придобиване на материалните запаси, разходите за производство или преработка, както и всички други разходи отнасящи се до привеждането на материалните запаси до тяхното текущо местоположение и състояние. Себестойността на произведена продукция и незавършеното производство включва разходи за труд, социални осигуровки и разходи за амортизация.

Нетната реализируема стойност представлява предполагаемата продажна цена в нормалния ход на стопанската дейност, намалена с приблизително оценените разходи по завършване на производствения цикъл и тези, които са необходими за осъществяване на продажбата.

Резервни части и резервно оборудване се считат за имоти, машини, съоръжения и оборудване, когато дружеството се очаква да ги използва по продължително от един отчетен период и те се използват само във връзка с отделен имот, машини съоръжения и оборудване. За тяхното отчитане се прилага значима счетоводна политика 31 (в).

(ж) Обезценка

(i) Недеривативни финансови активи

Финансов актив, който не се отчита по справедлива стойност в печалби и загуби, се преглежда към всяка отчетна дата, за да се прецени дали съществуват обективни доказателства, че е обезценен. Един финансов актив е обезценен ако има обективни

доказателства за обезценка в резултат от едно или повече събития, възникнали след първоначалното признаване на актива, и това събитие на загуба е засегнало очакваните бъдещи парични потоци от този актив, което може да бъде надеждно оценено.

Обективно доказателство, че финансов актив е обезценен, включва неизпълнение или просрочие от длъжника, преструктуриране на задължението към Дружеството при условия, които Дружеството иначе не би разглеждало, индикации, че длъжник ще изпадне в несъстоятелност, неблагоприятни промени в статуса на плащания на длъжника, икономически условия, които водят до неизпълнения. За значителен спад Дружеството счита 20 процента, а за продължителен спад се счита период от 9 месеца.

Финансови активи отчитани по амортизирана стойност

Дружеството взема предвид доказателства за обезценка на финансови активи, отчитани по амортизирана стойност (заеми и вземания) за конкретен актив. Всички индивидуално значими активи се проверяват за специфична обезценка.

Загубата от обезценка за финансов актив, отчитан по амортизирана стойност, се изчислява като разликата между неговата отчетна стойност и настоящата стойност на очакваните бъдещи парични потоци, дисконтирани с оригиналния ефективен лихвен процент. Загуба от обезценка се признава в печалби и загуби и се отразява в коректива сметка, намаляваща търговски и други вземания. Когато събитие настъпило след признаването на обезценка, намалява загубата от обезценка, това намаление се отразява обратно през печалби и загуби.

(ii) Нефинансови активи

Отчетните стойности на нефинансовите активи на Дружеството, различни от материални запаси и отсрочени данъчни активи, се преглеждат към всяка отчетна дата с цел да се определи дали има признаци за обезценка. В случай, че съществуват такива признаци, се прави приблизителна оценка на възстановимата стойност на актива. Загуба от обезценка се признава винаги в случай, че балансовата стойност на един актив или обект, генериращ парични потоци (ОГПП), част от която е той, превишава неговата възстановима стойност.

Възстановимата стойност на актив или ОГПП, е по-високата от неговата стойност в употреба и справедливата му стойност, намалена с разхода по продажба. При оценката на стойността в употреба, бъдещите парични потоци се дисконтират до сегашната им стойност, като се прилага дисконтов процент преди данъци, отразяващ текущите оценки за пазара, цената на парите във времето и риска специфичен за актива или за ОГПП. За целта на теста за обезценка, активи, които не могат да бъдат тествани индивидуално, се групират заедно в най-малката възможна група активи, генерираща парични постъпления от продължаваща употреба, които са в голяма степен независими от паричните постъпления от други активи или ОГПП.

Загуби от обезценка се признават в печалби и загуби. Загуби от обезценка признати за ОГПП се разпределят така, че да намалят отчетните стойности на активите в обекта пропорционално. Загуба от обезценка се възстановява само до такава степен, че балансовата стойност на актива да не надвишава балансовата стойност, която би била определена, след приспадане на амортизация, ако загуба от обезценка не е била признавана.

(з) Доходи на персонала

(i) Планове с дефинирани вноски

План с дефинирани вноски е план за доходи след напускане, според който дружество плаща вноски на друго лице и няма никакви правни или конструктивни задължения да плаща

допълнителни суми след това. Правителството на България носи отговорността за осигуряването на пенсии по планове за дефинирани вноски в България. Задълженията за превеждане на вноски по плановете за пенсиониране с дефинирани вноски, се признават като разходи за персонала в печалби и загуби текущо. Вноските по план с дефинирани вноски, които са дължими повече от 12 месеца след края на периода на предоставяне на услугите от служителите, се дисконтират до настоящата им стойност.

(ii) Планове с дефинирани доходи

Дружеството има задължение за изплащане на доход при напускане на тези свои служители, които се пенсионират в съответствие с изискванията на чл. 222, § 3 от Кодекса на Труда (КТ). Съобразно тези разпоредби на КТ и действащия Колективен трудов договор в „Булгартрансгаз" ЕАД, при прекратяване на трудовия договор на служител на Дружеството, придобил право на пенсия, Дружеството му изплаща обезщетение в размер на дванадесет брутни работни заплати, в случай, че работникът или служителят има натрупан трудов стаж в Дружеството над 10 години към датата на пенсиониране, и обезщетение в размер на пет брутни работни заплати в случай, че работникът или служителят има натрупан трудов стаж в Дружеството до 10 години. Към датата на отчета за финансово състояние ръководството оценява приблизителния размер на потенциалните разходи за всички служители на база на доклад, изготвен от актюер. В Бележка 22 към финансовия отчет, е оповестена сумата на начисленото задължение, както и основните допускания, на базата на които е извършена оценката на задължението.

Според изискването на стандарта (параграф 78 от МСС 19) процентът, с който ще се дисконтира задължението трябва да съответства на пазарните доходи към датата на счетоводния баланс, който носят първокачествените корпоративни облигации. При условие, че няма развит капиталов пазар следва да се използват пазарните доходи на правителствените облигации.

Удачно е също така като процент на дисконтиране да се използва и бъдещата норма на възвращаемост на активите на предприятието. Поради дългосрочния характер на задължението и липсата на такива финансови инструменти, отразяващи доходност за по-дълъг срок е преценено, че като норма на дисконтиране може да се приложи очакваният процент на доходност при инструменти с по-дългосрочен падеж от съществуващите, следвайки изискванията на Параграф 81 на МСС 19.

Изчисленията се извършват на годишна база от актюер чрез използването на метода на прогнозните кредитни единици.

Дружеството признава всички актюерски печалби и загуби, възникващи от плана за дефинирани доходи за сметка на другия всеобхватен доход.

(iii) Краткосрочни доходи на наети лица

Задължения за краткосрочните доходи на наети лица се оценяват на недисконтирана база и са отчетени като разход, когато свързаните с тях услуги се предоставят. Пасив се признава за сумата, която се очаква да бъде изплатена по краткосрочен бонус в пари или планове за разпределение на печалбата, ако Дружеството има правно или конструктивно задължение да заплати тази сума като резултат от минали услуги, предоставени от служител, и задължението може да се оцени надеждно.

Дружеството признава като задължение недисконтираната сума на оценените разходи по платен годишен отпуск, очаквани да бъдат заплатени на служителите в замяна на труда им за изминалия отчетен период.

(и) Безвъзмездни средства предоставени от държавата

(i) *Национален план за инвестиции*

Решение С(2013) 8455, относно „Държавна помощ S.A. 34385 (2013/N), дава право на България да ползва Дерогация по член 10в, параграф 5 от Директива 2003/87/ЕО за разпределяне на безплатни квоти на емисии на парникови газове в съответствие с член 10в от Директива 2003/87/ЕО в замяна на инвестиции в инсталации за производство на електроенергия и в енергийна инфраструктура (Национален инвестиционен план съгласно член 10в от Директивата за Схемата за търговия с емисии (СТЕ).

Подкрепата от държавата на проектите на Дружеството включени в НПИ на Р България се третира като безвъзмездни средства, предоставени от държавата, свързани с приходи под формата на прехвърляне на непаричен ресурс за използване от предприятието.

През 2016 г. „Булгартрансгаз"–ЕАД в съответствие с Раздел V - Сметка „НПИ" на Наредбата за организацията и контрола по изпълнението на НПИ, е представил Заявления за възстановяване на разходи направени за реализацията на следните проекти:

- BG-$-0101 за „Модернизация на компресорна станция „Ихтиман", чрез интегриране на ниско емисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013г.
- BG-$-0102 за „Модернизация на компресорна станция „Петрич", чрез интегриране на ниско емисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.
- BG-$-0103 за „Модернизация на компресорна станция „Лозенец", чрез интегриране на ниско емисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013 г.
- BG-$-0104 за „Модернизация на компресорна станция „Странджа", чрез интегриране на ниско емисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)", включен в НПИ за 2013г.

До момента със заповеди №Е-РД-16-600/09.12.2016 и №Е-РД-16-599/09.12.2016 на Министъра на енергетиката на „Булгартрансгаз" ЕАД са възстановени разходи от Сметка „Национален план за инвестиции" за КС Ихтиман в размер на 12 792 хил. лв. и за КС Петрич в размер на 12 792 хил. лв. Предстои възстановяването на средствата за КС Лозенец и КС Странджа.

(ii) *Квоти за търговия с емисии на парникови газове*

Поради липсата на счетоводен стандарт или разяснение в рамките на МСФО, който специфично да разглежда счетоводното отчитане на транзакции, свързани с емисии за парникови газове (CO_2 емисии), ръководството на Дружеството е разработило счетоводна политика, която счита за най-релевантна и надеждна за нуждите на ползвателите на финансовата информация. Съгласно Националния план за разпределяне на квоти за търговия с емисии на парникови газове за периода 2013 - 2020 г., одобрен от Комисията на Европейския Съюз, "Булгартрансгаз" ЕАД има право на определен размер квоти. Предоставените емисии не се отчитат като актив, а при продажба, в случай, че има такава, се отчита брутната стойност на продажбата на емисии.

Безвъзмездно получените от държавата квоти за емисии на парникови газове (CO_2 емисии) не се признават в отчета за финансовото състояние, а се следят извънсчетоводно. Когато годишните отделени емисии превишават наличните квоти, задължението за превишението се оценява по справедливата стойност на емисиите на парникови газове към края на отчетния период, за който се дължат, и се начислява провизия. Общият брой достигнати квоти се определя чрез представяне на верифициран доклад, издаден от независим акредитиран верификационен орган.

Допълнителни разяснения във връзка с безвъзмездно предоставените квоти са изложени в Бележка 28 Условни задължения.

(iii) Безвъзмездни средства предоставени от държавата, обвързани с активи

Безвъзмездни средства предоставени от държавата се признават първоначално като отсрочени приходи по справедлива стойност когато има достатъчна сигурност, че ще бъдат получени и че Дружеството ще изпълни условията, свързани със средствата и след това се признават в печалби и загуби като други приходи на систематична база за полезния живот на актива. Безвъзмездни средства, които компенсират Дружеството за извършени разходи, се признават в печалби и загуби на систематична база в периодите, в които възникват разходите.

(й) Приходи

(i) Приходи от продажба на материали, продукция и стоки

Приходите от продажбата на стоки, в хода на нормалната дейност, се признават по справедливата стойност на полученото, или което се очаква да се получи възнаграждение, намалено с върнатите стоки, отстъпки или рабати. Приход от продажба на стоки се признава в момента, когато съществуват убедителни доказателства, обикновено под формата на изпълнен договор за продажба, че съществените рискове от собствеността се прехвърлят към купувача, получаването на възнаграждението е вероятно, свързаните разходи и възможните връщания на стоки могат да се определят надеждно, няма продължаващо участие на ръководството в управлението на стоките, и сумата на прихода може да се измери надеждно.

Приходите за всяка сделка се признават едновременно с извършените за нея разходи.

Дружеството признава приходи от продажба на стоки в хранителните комплекси и други.

(ii) Приходи от услуги

Приходите от предоставени услуги се признават по справедлива стойност на полученото или подлежащо на получаване или възмездяване, намалено с върнатите стоки, отстъпки или рабати. Приходите и разходите, свързани с една и съща сделка, се признават през един и същ отчетен период. В случаите, когато резултатът не може да бъде надеждно оценен, приходът се признава само дотолкова, доколкото направените разходи са възстановими.

Приходите от продажба на услуги са формирани основно от лицензионните дейности на Дружеството, а именно оказани услуги по пренос на природен газ на територията на страната, пренос от границата с Румъния до границите с Гърция, Турция и Македония и съхранение на природен газ.

(iii) Приходи от безвъзмезден газ за компресорни станции по транзитен газопровод

Приходите от безвъзмезден газ за компресорни станции по транзитен газопровод се признават в печалби и загуби по справедлива стойност. Размерът на тези приходи е оповестен в Бележка 5 Приходи.

(iv) Приходи от наеми

Приходите от наеми се признават в печалби и загуби по линеен метод за периода на наема. Получени допълнителни плащания се признават като неделима част от общия приход от наем за периода на наема. Приходи от наем от дадени за пренаемане от Дружеството имоти се признават като други приходи.

(v) Приходи от финансирания

Приходите от финансиране се признават в печалби и загуби в размер на начислената

амортизация за обекти изградени със средства по програми за финансиране (виж също бележка 31 (и), (*iii*)).

(к) Лизинг

(i) Плащания по лизингови договори

Плащанията по оперативен лизинг се признават в печалби и загуби на база линейния метод за периода на лизинговия договор.

Минималните лизингови вноски по финансов лизинг се разпределят между финансови разходи и намаляване на неуредените задължения. Финансовите разходи се разпределят към всеки период за времето на лизинговия срок така, че да се постигне постоянен периодичен лихвен процент на остатъка от задължението.

(ii) Определяне дали дадено споразумение съдържа лизинг

При възникване на споразумението, Дружеството определя дали то е, или съдържа лизинг. Това е така ако следващите два критерия са изпълнени:

- изпълнението на споразумението зависи от използването на определен актив или активи; и
- споразумение предава правото на ползване на актива(ите).

При възникване или след повторна оценка на споразумението, Дружеството разделя плащания и други изисквани възнаграждения по това споразумение, на такива за лизинг, и такива за други елементи, въз основа на относителните им справедливи стойности. Ако Дружеството заключи, че за даден финансов лизинг е невъзможно да се разделят плащанията надеждно, актив и пасив се признават в размер, равен на справедливата стойност на базовия актив. След това пасивът се намалява, когато се извършват плащанията, и се признава вменен финансов разход върху пасива като се използва лихвен процент, определен от Дружеството.

(л) Финансови приходи и разходи

Финансовите приходи включват приходи от лихви по инвестирани средства, печалба от операции в чуждестранна валута, приходи от лихви по дългосрочни вземания. Приход от лихви се признава в печалби и загуби в момента на начисляването му по метода на ефективната лихва.

Финансовите разходи включват разходи за лихви по заеми, разходи в резултат на увеличение на задължения, следствие на приближаване с един период на датата, определена за реализиране за задължение по планове за дефинирани доходи, други финансови операции – банкови такси, комисионни и други.

Разходи по заеми, които не са пряко свързани с придобиването, строителството или производството на отговарящ на условията актив, се признават в печалби и загуби по метода на ефективния лихвен процент.

Печалби и загуби от валутни курсови разлики се отчитат на нетна база или като финансови приходи или като финансови разходи, в зависимост дали валутните курсови разлики представляват нетна печалба или нетна загуба.

(м) Данъци

Данъкът върху печалбата за годината представлява текущи и отсрочени данъци. Данъкът върху печалбата се признава в печалби и загуби, с изключение на този, отнасящ се за бизнес комбинации или за статии, които са признати директно в собствения капитал, или в

друг всеобхватен доход.

Текущият данък е очакваното данъчно задължение или вземане върху облагаемата печалба или загуба за годината, прилагайки данъчните ставки влезли в сила или по същество въведени към отчетната дата и всички корекции за дължими данъци за предходни години.

Отсрочените данъци се изчисляват върху временните разлики между сумите на активите и пасивите, признати във финансовия отчет, и сумите използвани за данъчни цели. Отсрочен данък не се признава за:

- временни разлики от първоначално признаване на активи и пасиви при сделка, която не е бизнес комбинация и която не засяга печалби и загуби, нито за счетоводни, нито за данъчни цели;
- разлики, свързани с инвестиции в дъщерни предприятия и съвместно контролирани предприятия доколкото е вероятно, че те няма да имат обратно проявление в обозримото бъдеще; и
- облагаеми временни разлики, възникващи от първоначално признаване на репутация.

Отсрочен данък се оценява по данъчните ставки, които се очаква да се прилагат за временните разлики, когато те се проявяват обратно, на базата на закони, които са в сила или са въведени по същество към отчетната дата.

Отсрочените данъчни активи и пасиви се компенсират само, ако има правно основание за приспадане на текущи данъчни активи и пасиви, и те се отнасят до данъци върху печалбата, наложени от едни и същи данъчни власти.

Актив по отсрочени данъци се начислява за неизползваните данъчни загуби, кредити и приспадащи се временни разлики, доколкото е вероятно бъдеща облагаема печалба да бъде налична, срещу която те да могат да бъдат използвани. Отсрочените данъчни активи се преглеждат към всяка отчетна дата и се намаляват доколкото не е вероятно повече бъдеща изгода да бъде реализирана.

При определянето на текущия и отсрочения данък Дружеството взема предвид ефекта от несигурни данъчни позиции и дали допълнителни данъци или лихви може да са дължими. Дружеството смята, че начисленията за данъчни задължения са адекватни за всички отворени данъчни години на базата на оценката на много фактори, включително интерпретиране на данъчни закони и предишен опит. Тази оценка се основава на приблизителни оценки и допускания и може да включва преценки за бъдещи събития. Може да се появи нова информация, според която Дружеството да промени своите преценки за адекватността на съществуващите данъчни задължения; такива промени в данъчните задължения биха засегнали разхода за данъци в периода когато такова определяне бъде направено.

32. Прилагане на нови и ревизирани МСФО

(а) Нови и изменени стандарти и разяснения към МСФО, които са влезли в сила от 1 януари 2016 г.

Дружеството прилага следните нови стандарти, изменения и разяснения към МСФО, разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти, които имат ефект върху финансовия отчет на Дружеството и са задължителни за прилагане от годишния период, започващ на 1 януари 2016 г.:

- МСС 1 „Представяне на финансови отчети" (изменен) – Оповестявания, в сила от 1 януари 2016 г., приет от ЕС. Тези изменения са част от инициативата на СМСС за подобряване на представянето и оповестяването във финансовите отчети. Те изясняват указанията в МСС 1 относно същественост, обобщаване, представянето на междинни сборове, структурата на финансовите отчети и оповестяване на

счетоводната политика.

- МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения" и МСС 38 „Нематериални активи" (изменени), в сила от 1 януари 2016 г., приети от ЕС. Тези изменения пояснявят, че използването на методи за изчисляване на амортизации, базирани на приходи, не е подходящо, тъй като приходите, генерирани от определена дейност с дълготрайни материални или нематериални активи, не отразяват използването на икономическите ползи, които се очакват от активите.
- Годишни подобрения 2014 г. в сила от 1 януари 2016 г., приети от ЕС

  Тези изменения засягат 4 стандарта:

  МСФО 5 „Нетекущи активи, държани за продажба, и преустановени дейности" относно методи на отписване;

  МСФО 7 „Финансови инструменти: оповестяване" относно договори за услуги;

  МСС 19 „Доходи на наети лица" относно дисконтови проценти;

  МСС 34 „Междинно финансово отчитане" относно оповестяване на информация.

Следните нови стандарти, изменения и разяснения към МСФО, разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти, са задължителни за прилагане от годишния период, започващ на 1 януари 2016 г., но нямат ефект върху финансовите отчети на Дружеството:

- МСФО 11 „Съвместни ангажименти" (изменен) – Придобиване на дял в съвместна дейност, в сила от 1 януари 2016 г., приет от ЕС. Това изменение дава насоки относно подходящото счетоводно третиране на придобиването на дял в съвместна дейност, която представлява бизнес.
- МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения" и МСС 41 „Земеделие" (изменени) – Плодоносни растения, в сила от 1 януари 2016 г., приети от ЕС. Тези изменения засягат финансовото отчитане на плодоносни растения като лозя, каучукови дървета и маслодайни палми. Плодоносните растения следва да се третират като имоти, машини и съоръжения, тъй като техните процеси са подобни на производство. Вследствие на това те се включват съгласно тези изменения в обхвата на МСС 16 вместо в обхвата на МСС 41. Отглеждането на плодоносни растения остава в обхвата на МСС 41.
- МСС 27 „Индивидуални финансови отчети" (изменен), в сила от 1 януари 2016 г., приет от ЕС. Това изменение позволява на дружествата да използват метода на собствения капитал при отчитането на инвестиции в дъщерни предприятия, съвместни и асоциирани предприятия в техните индивидуални финансови отчети.

(б) Стандарти, изменения и разяснения, които все още не са влезли в сила и не се прилагат от по-ранна дата от Дружеството.

Към датата на одобрение на този финансов отчет са публикувани нови стандарти, изменения и разяснения към съществуващи вече стандарти, но не са влезли в сила или не са приети от ЕС за финансовата година, започваща на 1 януари 2016 г., и не са били приложени от по-ранна дата от Дружеството. Информация за тези стандарти и изменения, които имат ефект върху финансовия отчет на Дружеството, е представена по-долу.

Ръководството очаква всички стандарти и изменения да бъдат приети в счетоводната политика на Дружеството през първия период, започващ след датата на влизането им в сила. Към датата на изготвяне на настоящия финансов отчет, ръководството на Дружеството

е в процес на анализ относно очакваните ефекти от променените стандарти.

- МСФО 9 „Финансови инструменти" в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.

Съветът по международни счетоводни стандарти (СМСС) издаде МСФО 9 „Финансови инструменти", като завърши своя проект за замяна на МСС 39 „Финансови инструменти: признаване и оценяване". Новият стандарт въвежда значителни промени в класификацията и оценяването на финансови активи и нов модел на очакваната кредитна загуба за обезценка на финансови активи. МСФО 9 включва и ново ръководство за отчитане на хеджирането. Ръководството на Дружеството е все още в процес на оценка на ефекта на МСФО 9 върху финансовия отчет, но все още не е възможно да предостави количествена информация. На този етап следните области са с очакван ефект:

- класификацията и оценяването на финансовите активи на Дружеството следва да бъдат прегледани на базата на новите критерии, които вземат под внимание договорените парични потоци за активите и бизнес модела, по който те са управлявани;
- обезценка на базата на очакваната загуба следва да бъде призната относно търговските и други вземания на Дружеството и инвестициите в активи, класифицирани като държани за продажба и държани до падеж, освен ако те не бъдат класифицирани по справедлива стойност в печалбата или загубата съгласно новите критерии;
- инструментите на собствения капитал няма да могат да бъдат оценявани по себестойност, намалена със загуби от обезценка. Вместо това всички тези инвестиции ще бъдат оценявани по справедлива стойност. Промените в справедливата стойност ще бъдат представени в текущата печалба или загуба, освен ако Дружеството не ги представя без право на отмяна в другия всеобхватен доход. Не се очаква това изменение да има ефект върху финансовите отчети на Дружеството.

- МСФО 14 „Отсрочени сметки при регулирани цени" в сила от 1 януари 2016 г., все още не е приет от ЕС.

МСФО 14 позволява на дружества, прилагащи за първи път МСФО, да продължат признаването на суми, свързани с регулирани цени в съответствие с изискванията на тяхната предишна счетоводна база, когато прилагат МСФО. С цел подобряване на съпоставимостта с отчети на дружества, които вече прилагат МСФО и не признават такива суми, стандартът изисква да бъде представен отделно ефектът от регулираните цени.

- МСФО 15 „Приходи от договори с клиенти" в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.

МСФО 15 заменя МСС 18 „Приходи", МСС 11 „Договори за строителство" и свързани с тях разяснения и въвежда нов модел за признаване на приходите на базата на контрол. Новият стандарт променя правилата за определяне дали приходите са признават към даден момент или през даден период от време и води до разширяване и подобряване на оповестяванията относно приходите. МСФО 15 е базирано на основен принцип, който изисква дружеството да признава приход по начин, който отразява прехвърлянето на стоки или предоставянето на услуги на клиентите и в размер, който отразява очакваното възнаграждение, което дружеството ще получи в замяна на тези стоки или услуги. Допуска се по-ранното прилагане на стандарта. Дружествата следва да прилагат стандарта ретроспективно за всеки представен предходен период или ретроспективно като кумулативният ефект от първоначалното признаване се отразява в текущия период.

Ръководството възнамерява да приложи стандарта ретроспективно, признавайки кумулативния ефект от първоначалното прилагане на този стандарт като промяна в началните салда на неразпределената печалба към датата на първоначално прилагане.

Съгласно този метод МСФО 15 ще бъде приложен само към договори, които не са приключили към 1 януари 2018 г. Ръководството е започнало да оценява ефекта от прилагането на този нов стандарт.

- МСФО 15 „Приходи от договори с клиенти" (изменен) в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.

Тези изменения включват указания за идентифициране на задължения за изпълнение, за отчитане на лицензи за интелектуална собственост и за преценка дали става въпрос за принципал или агент (брутно или нетно представяне на приходите).

- МСС 7 „Отчети за паричните потоци" (изменен) в сила от 1 януари 2017 г., все още не е приет от ЕС.

Тези изменения изискват допълнително оповестяване, което ще позволи на ползвателите на финансови отчети да оценят промените в задължения, произтичащи от финансовата дейност.

- МСС 12 „Данъци върху дохода" (изменен) в сила от 1 януари 2017 г., все още не е приет от ЕС.

Тези изменения са във връзка с признаването на отсрочени данъчни активи за неизползвани загуби и пояснява как да се отчитат счетоводно отсрочени данъчни активи относно дългови инструменти, оценявани по справедлива стойност.

Нови стандарти, изменения и разяснения, които не са приети, представени по-долу, нямат (съществен) ефект върху финансовия отчет на Дружеството.

- МСФО 2 „Плащане на базата на акции" (изменен) в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.
- МСФО 4 „Застрахователни договори" (изменен) в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.
- МСФО 9 „Финансови инструменти" (изменен) – Отчитане на хеджирането, в сила от 1 януари 2018 г., все още не е приет от ЕС.
- МСФО 10 „Консолидирани финансови отчети" и МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия и съвместни предприятия" (изменени), датата на влизане в сила още не е определена, все още не са приети от ЕС.
- МСФО 10 „Консолидирани финансови отчети", МСФО 12 „Оповестяване на дялови участия в други предприятия" и МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия и съвместни предприятия" – Инвестиционни дружества (изменени), в сила от 1 януари 2016 г., все още не са приети от ЕС.
- МСФО 16 „Лизинги" в сила от 1 януари 2019 г., все още не е приет от ЕС.

ГОДИШЕН ДОКЛАД

ЗА ДЕЙНОСТТА

на

"БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД

За периода

От 01 януари до 31 декември 2016 г.

БУЛГАРТРАНСГАЗ

Годишен доклад за дейността

За годината, приключваща на 31 декември 2016 година

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ОБЩА ИНФОРМАЦИЯ 3

2. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА ДРУЖЕСТВОТО ПРЕЗ 2016 Г. 12

2.1. Пренос на природен газ 12
2.2. Транзитен пренос на природен газ 15
2.3. Съхранение на природен газ 19

3. ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКО СЪСТОЯНИЕ 21

3.1. Приходи. Анализ и динамика на структурата на приходите 23
3.2. Разходи. Анализ и динамика на структурата на разходите 26
3.3. Отчет за финансовото състояние 30
3.4. Финансови показатели 35
3.5. Финансов резултат 36

4. ПРЕГЛЕД НА РИСКОВЕТЕ, НА КОИТО Е ИЗЛОЖЕНО ДРУЖЕСТВОТО 37

5. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ ПО ИНВЕСТИЦИОННАТА, ПРЕДИНВЕСТИЦИОННАТА И ЕКСПЛОТАЦИОННА ПРОГРАМИ 39

6. ОСНОВНИ ПРОЕКТИ НА ДРУЖЕСТВОТО 41

7. СЪБИТИЯ, НАСТЪПИЛИ СЛЕД ДАТАТА НА ОТЧЕТА ЗА ФИНАНСОВОТО СЪСТОЯНИЕ 50

8. БЪДЕЩО РАЗВИТИЕ НА ДРУЖЕСТВОТО 50

Настоящият годишен доклад за дейността на „Булгартрансгаз" ЕАД представя коментар и анализ на финансовите отчети и друга съществена информация относно финансовото състояние и резултатите от дейността на дружеството, като обхваща едногодишния период от 01 януари до 31 декември 2016 г.

Той е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 39 от Закона за счетоводство, чл.187д, чл.247, ал.1, 2 и 3 от Търговския закон. Докладът за дейността съдържа допълнителна информацията, така както се изисква от Приложение 10 към Наредба № 2 от 17.09.2003 г. на КФН. Дружеството не изготвя декларация за корпоративно управление по реда на чл. 100н, ал.7 и ал. 8 от ЗППЦК, тъй като Кодексът за добро корпоративно управление, уреждащ специфични правомощия в борсово търгувано дружество не е приложим за дейността и статута на „Булгартрансгаз" ЕАД.

1. ОБЩА ИНФОРМАЦИЯ

„Булгартрансгаз" ЕАД е дружество със седалище и адрес на управление в Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин" 2, бул. „Панчо Владигеров" № 66.

Дружеството е вписано в търговския регистър при Агенция по вписванията с ЕИК 175203478.

Дружеството е държавно контролирано предприятие. Едноличен собственик на капитала е „Български енергиен холдинг" ЕАД.

Дружеството има 40-годишна история и опит в областта на преноса и съхранението на природен газ, явявайки се наследник на ДП „Нефт и газ", стартирало своята дейност през 1973 г.

Предмет на дейност

„Булгартрансгаз" ЕАД е комбиниран газов оператор. По смисъла на чл. 39, ал. 1 от Закона за енергетиката, дружеството притежава лицензии, издадени от регулаторния орган Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР):

- Лицензии за пренос на природен газ № Л-214-06 и № Л-214-09 от 29.11.2006 г.;
- Лицензия за съхранение на природен газ на територията на Република България (Лицензия №Л-214-10/29.11.2006 г.).

С решение на Комисията за енергийно и водно регулиране „Булгартрансгаз" ЕАД е сертифициран като Независим преносен оператор на газопреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13.07.2009 г., относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ, Регламент /ЕО/ № 715/ 2009 на Европейския Парламент и на Съвета от 13.07.2009 г., относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и Глава осем „а" от Закона за енергетиката. Решението е прието в съответствие с постъпилото становище на Европейската комисия от 22.04.2015 г.

„Булгартрансгаз" ЕАД отговаря за:

- единното управление и надеждното функциониране на газопреносните мрежи и

подземното газово хранилище (ПГХ);

- поддържането на баланса между вноса, добива и потреблението на природен газ;
- преноса на природен газ по газопреносните мрежи и съхранение на природен газ в ПГХ при спазване на изискванията за качество и отчитането му;
- осигуряването на оптимален режим на работа на газопреносните мрежи при извършване на дейностите по пренос на природен газ;
- поддържането на обектите и съоръженията на газопреносните мрежи и ПГХ в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа;
- развитието на газопреносните мрежи и ПГХ в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването;
- равнопоставеността на потребителите при осигуряване на достъпа за ползване на съоръженията за пренос и съхранение на природен газ;
- администрирането на сделките с природен газ и организацията на балансирането на пазара на природен газ.

Освен лицензионните дейности, „Булгартрансгаз" ЕАД извършва дейностите: врязване под налягане; стопел операции; проектиране на газови инсталации и съоръжения; отдаване под наем на свободни от технологични нужди тъмни оптични влакна от магистрални кабели за ползване от телекомуникационни оператори, притежаващи разрешения от Комисията за регулиране на съобщенията по Закона за електронните съобщения; изпълнение на строително-монтажни работи по част „Технологична" на газови инсталации и съоръжения.

Собственост и управление.

„Булгартрансгаз" ЕАД е еднолично акционерно дружество от структурата на „Български енергиен холдинг" ЕАД.

С учредителен акт на 15.01.2007 г. „Булгартрансгаз" ЕАД се отделя от „Булгаргаз Холдинг" ЕАД за неопределен срок от време. Акционерният капитал е 841 414 350 лева, разпределен в 841 414 350 поименни акции с номинална стойност 1 лев всяка. Едноличният собственик на капитала на „Булгартрансгаз" ЕАД е „Български Енергиен Холдинг" ЕАД, в който Министерство на енергетиката притежава 100% от регистрирания капитал.

Информация за придобиване на собствени акции

През 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД не е придобил собствени акции.

Информация за известните на дружеството договорености (включително и след приключване на финансовата година), в резултат на които в бъдещ

период могат да настъпят промени в притежавания относителен дял акции или облигации от настоящи акционери или облигационери

„Булгартрансгаз" ЕАД не разполага със съществена информация за наличие на договорености, в резултат на които в бъдещ период могат да настъпят промени в притежавания относителен дял акции от настоящи акционери. Дружеството няма емитирани облигации и в краткосрочен план не предвижда използването на такъв финансов инструмент.

Органи на управление на „Булгартрансгаз" ЕАД.

Във връзка със сертифицирането на „Булгартрансгаз" ЕАД като независим преносен оператор, с решение на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг" ЕАД („БЕХ" ЕАД) от 25.01.2013 г., „Булгартрансгаз" ЕАД преминава от едностепенна в двустепенна система на управление. Органи на управлението на дружеството са:

- Едноличен собственик на капитала;
- Надзорен съвет;
- Управителен съвет.

Дружеството се управлява и представлява от Изпълнителен директор, който осъществява оперативното ръководство на Дружеството и организира дейността му.
С решение по т. I.1.1 от Протокол № 18-2016/01.04.2016 г. на Съвета на директорите на „БЕХ" ЕАД, одобрено, на основание чл. 81е, ал. 2 и ал. 3 във връзка с чл. 81д, ал. 3, ал. 4, ал. 5, ал. 6 и ал. 11 от Закона за енергетиката (ЗЕ), с решение от Протокол № 82/20.04.2016 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), като член на Надзорния съвет е освободен:

- Илия Петров Иванов.

С решения по т. I.1.2 и т. I.1.4 от Протокол № 18-2016/01.04.2016 г. на Съвета на директорите на „БЕХ" ЕАД, одобрени, на основание чл. 81е, ал. 2 и ал. 3 във връзка с чл. 81д, ал. 3, ал. 4, ал. 5, ал. 6 и ал. 11 от ЗЕ, с решение от Протокол № 82/20.04.2016 г. на КЕВР, като член на Надзорния съвет с мандат три години, считано от датата на вписване на решението в Търговски регистър, е избран:

- Венцислав Цветков Цветанов.

С решения по т. I.1.3 и т. I.1.4 от Протокол № 18-2016/01.04.2016 г. на Съвета на директорите на „БЕХ" ЕАД, одобрено, на основание чл. 81е, ал. 2 и ал. 3 във връзка с чл. 81д, ал. 3, ал. 4, ал. 5, ал. 6 и ал. 11 от ЗЕ, с решение от Протокол № 82/20.04.2016 г. на КЕВР, като членове на Надзорния съвет с мандат три години, считано от датата на вписване на решението в Търговски регистър, са преизбрани:

- Владимир Вълчев Митрушев;
- Кирил Георгиев Георгиев.

С Решения по т. 1 от Протокол НС № 26/04.05.2016 г. на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД Кирил Георгиев Георгиев е избран за Председател, а Владимир Митрушев за Заместник - председател на Надзорния съвет на дружеството.

С решения по т. 1.1. и 1.3. от Протокол № 27/04.05.2016 г. на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД, одобрени, на основание чл. 81д, ал. 3, ал. 4, ал. 5, ал. 6 и ал. 11 от ЗЕ, с решение от Протокол № 111/31.05.2016 г. на КЕВР, е преизбран с мандат три години, считано от датата на вписване на решението в Търговки регистър, следният състав на Управителния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД:

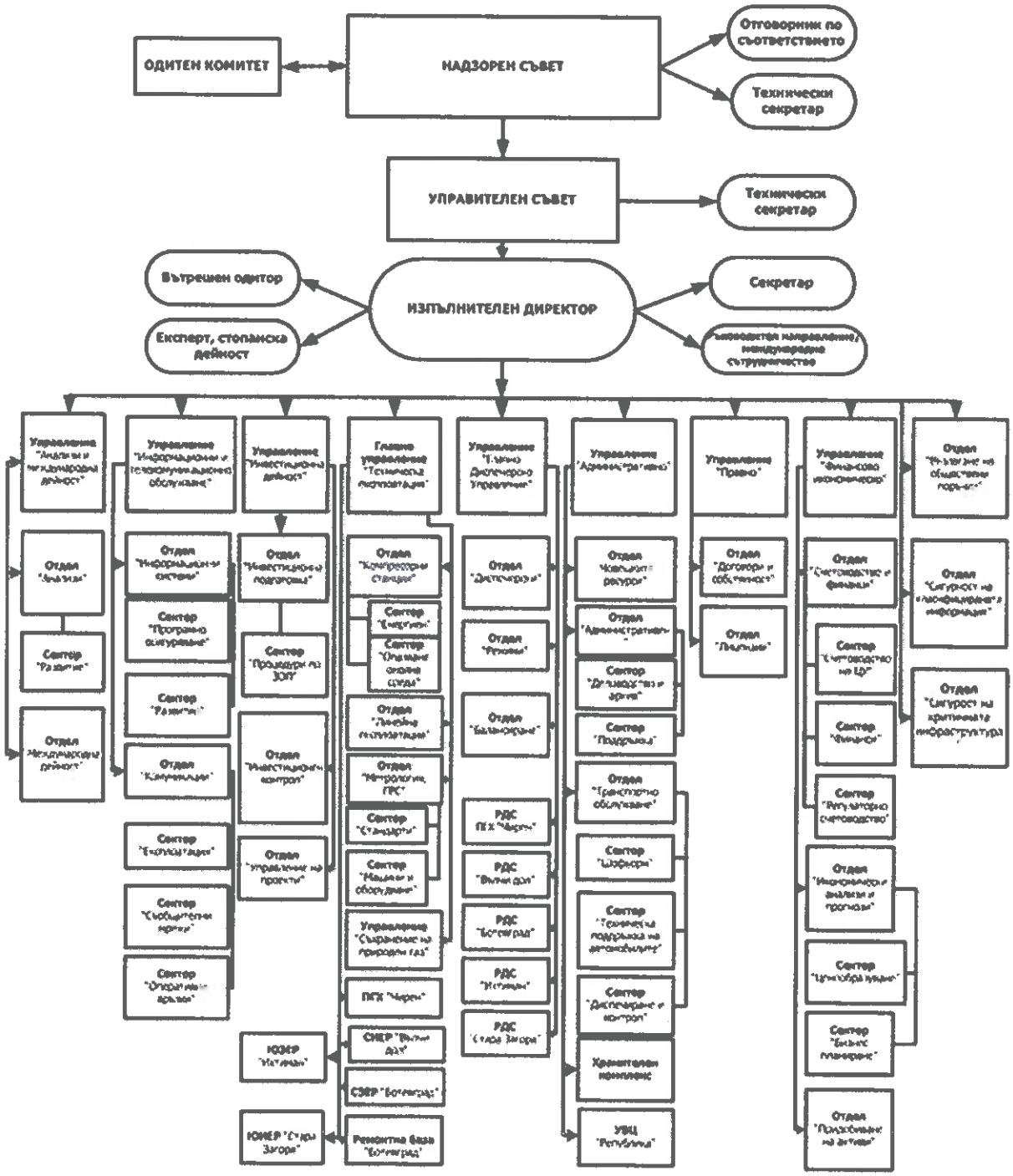
- Таня Трендафилова Захариева;
- Делян Валентинов Димитров;
- Георги Кирилов Гегов.

С решение по т. 1 от Протокол УС № 140/03.06.2016 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД Таня Трендафилова Захариева е избрана за Председател на Управителния съвет на дружеството, а с решение по т. 2 от Протокол УС № 140/03.06.2016 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД Георги Кирилов Гегов е избран за Изпълнителен директор на „Булгартрансгаз" ЕАД.

Клонове на предприятието

„Булгартрансгаз" ЕАД няма регистрирани клонове. Дейността на дружеството административно е разделена на 6 експлоатационни района, които не са обособени като отделни юридически лица.

СТРУКТУРА НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД
СЧИТАНО ОТ 11.03.2016 г.



Численост на персонала

Средно-списъчният състав на персонала за 2016 г. е 1 141 служители, като разпределението по класове, съгласно НКПД – 2011 е:

Разпределение на персонала по класове	*Брой*
Ръководители	99
Специалисти	88
Техници и приложни специалисти	244
Помощен административен персонал	66
Персонал, зает с услуги за населението, търговията и охраната	27
Квалифицирани работници	247
Машинни оператори и монтажници	328
Професии, не изискващи специална квалификация	42

Задължения на членовете на УС

В съответствие с изискванията на Международните стандарти за финансово отчитане, приети за прилагане от Европейската комисия, членовете на Управителния съвет в качеството им на ръководен оран, гарантират, че при изготвянето на финансовия отчет за финансовата година, приключила на 31.12.2016 г., последователно са заимствани и прилагани подходящи счетоводни политики и са заложени разумни и предпазливи прогнози и оценки. Членовете на Управителния съвет гарантират, че приложимите счетоводни стандарти са следвани и финансовият отчет е изготвен съобразно принципа на действащото предприятие.

Възнаграждения на ключов ръководен персонал

Дружеството има отношение на свързано лице с директори и служители с контролни функции. Общата сума на начислените възнаграждения през 2016 г., включени в разходите за персонал, е както следва:

- Изплатени възнаграждения на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет – 412 хил. лв.
- Осигурителни вноски върху възнагражденията на Изпълнителния директор и на членовете на Управителния и Надзорния съвет – 24 хил. лв.

Информация, относно договорите по чл. 240б от Търговския закон, сключени през годината

Членовете на Надзорния съвет, на Управителния съвет или лицата, свързани с тях, не са в договорни отношения извън обичайната дейност на дружеството или в разрез с възприетите пазарни норми.

Информация, относно придобиването и притежаването на акции на дружеството от членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет.

Членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет не притежават акции на дружеството. За тях не са предвидени привилегии или изключителни права да придобиват акции и облигации на дружеството. Всички акции са собственост на „Български енергиен холдинг" ЕАД.

Информация, относно участието към 31.12.2016 г. на членовете на съветите в търговски дружества като неограничено отговорни съдружници, притежаването на повече от 25 на сто от капитала на друго дружество, както и участието им в управлението на други дружества или кооперации като прокуристи, управители или членове на съвети (в съответствие на чл. 247, ал. 2, т.4 от Търговския закон).

Надзорен съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД:

- **Кирил Георгиев Георгиев – Председател на НС**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други търговски дружества.

- **Владимир Вълчев Митрушев – Заместник – председател на НС**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други търговски дружества.

- **Венцислав Цветков Цветанов - член на НС**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други търговски дружества.

- **Илия Петров Иванов – член на НС до 13.05.2016 г.**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;

- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Не участва в управлението на други търговски дружества.

Управителен съвет:

- **Таня Трендафилова Захариева- Председател на УС**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Участва в управлението на:
  - Кооперация „Кооп акаунт", ЕИК 203273682, в качеството ѝ на член на Управителния съвет.

- **Делян Валентинов Димитров – член на УС**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Не притежава повече от 25 на сто от капитала на търговски дружества;
- Участва в управлението на Държавно предприятие „Съобщително строителство и възстановяване", ЕИК 175444109, в качеството му на член на Управителния съвет.

- **Георги Кирилов Гегов - член на УС и Изпълнителен директор**

- Не участва като неограничено отговорен съдружник в търговски дружества;
- Едноличен собственик на капитала на „Евро Кънстракшънс" ЕООД, ЕИК 175132579;
  Не участва в управлението на други търговски дружества.

Действия в областта на научно-изследователските дейности

„Булгартрансгаз" ЕАД не извършва действия в научно-изследователските дейности.

Информация за висящи съдебни, административни или арбитражни производства, касаещи задължения или вземания на емитента, съответно лицето по § 1д от допълнителните разпоредби на ЗППЦК, в размер най-малко 10 на сто от собствения му капитал; ако общата стойност на задълженията или вземанията на емитента, съответно лицето по § 1д от допълнителните разпоредби на ЗППЦК, по всички образувани производства надхвърля 10 на сто от собствения му капитал, се представя информация за всяко производство поотделно.

Към датата на финансовия отчет, Дружеството е страна по две съдебни дела, както следва:
Дружеството е страна по Дело AT.39849 - BEH gaz, предприето от страна на Европейската комисия (ЕК) във връзка с официално производство за разследване относно това дали „БЕХ" ЕАД и дъщерните му дружества „Булгаргаз" ЕАД и „Булгартрансгаз" ЕАД нарушават правилата за конкуренция на ЕС на пазара на природен газ в страната. Процедурата е

образувана във връзка с опасения на ЕК, че „БЕХ" ЕАД и дъщерните дружества препятстват свои потенциални конкуренти да получат достъп до българската газопреносна мрежа и до съоръжението за съхранение на природен газ, като изрично или мълчаливо отказват достъп на трети страни или го забавят, както и евентуално препятстване на конкурентите да получат достъп до главния газопровод за внос чрез резервиране на капацитет на територията на Румъния.
Поради сложността и характера на производството, както и обстоятелството, че производството е в ход и няма постановено решение, ръководството на Дружеството не е в състояние да направи преценка относно очакваните ефекти.

Дружеството е предприело съдебни действия във връзка с част от вземанията си в КТБ АД (н), тъй като ръководството на Дружеството е счело, че са налице особени обстоятелства, които биха могли да наложат изваждане на част от вземанията от масата на несъстоятелността и възстановяването им в полза на „Булгартрансгаз" ЕАД.

Всички останали правни искове, по които Дружеството е страна са били уредени и/или признати като провизии през периода.

2. РЕЗУЛТАТИ ОТ ДЕЙНОСТТА НА ДРУЖЕСТВОТО ПРЕЗ 2016 г.

Дейностите по пренос, транзитен пренос и съхранение на „Булгартрансгаз" ЕАД се извършват въз основа на издадени лицензии. Основните изисквания за тези дейности са регламентирани в Закона за енергетиката и подзаконовите нормативни актове, които следват европейското законодателство в областта.

Текущото наблюдение върху дейността на „Булгартрансгаз" ЕАД, включващо анализ и оценка на информацията за отчетните резултати, както и периодични регулаторни прегледи, се осъществяват от Комисията за енергийно и водно регулиране.

С решение на ДКЕВР № Ц-001 от 10.02.2005 г. са утвърдени цени за пренос и съхранение на природен газ, които са в сила от 01.03.2005 г., както следва:

- Цена за пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа – 19,73 лв./ 1000 м³, без ДДС. Тя е еднокомпонентна, тип „пощенска марка" – еднаква за цялата територия на страната и независеща от разстоянието и от това на кои входни и изходни точки се подава или изтегля газа;
- Цена за съхранение на природен газ – 2,49 лв./ 1000 м³/ месец, без ДДС.

През 2016 г. по заявление на дружеството с решение на КЕВР № Ц-20 от 30.06.2016 г. са утвърдени следните цени за предоставяни услуги по преноса на природен газ през газопреносната мрежа за транзитен пренос:

- Цена на услугата „прекъсваем пренос в права посока" – 15,78 лв./1000 м³, без ДДС
- Цена на услугата „реверсивен пренос на търговска база" – 9,87 лв./1000 м³, без ДДС

Под кубически метър природен газ се разбира количеството природен газ в обем един кубически метър при температура 20°C (293,15 K) и абсолютно налягане 0,101325 MPa.

2.1. Пренос на природен газ

Доставката на природен газ до потребители на територията на Република България се осъществява основно по националната газопреносна мрежа, представляваща сложно съоръжение, съставено от 1 835 км магистрални газопроводи и газопроводни отклонения високо налягане, три компресорни станции - КС „Кардам-1", КС „Вълчи дол" и КС „Полски Сеновец", с обща инсталирана мощност от 58 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, система за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. Мрежата за пренос на природен газ притежава достатъчен капацитет за задоволяване на настоящото потребление на природен газ. Към момента се използва около 40 % от максималния технически капацитет на системата. Природният газ, който се пренася по националната газопреносна мрежа, се осигурява основно от внос от Русия.

В качеството си на оператор на газопреносни мрежи, „Булгартрансгаз" ЕАД, чрез Главно диспечерско управление, осигурява единно управление, надеждно функциониране и пренос на природен газ по газопреносната система и неговото отчитане при спазване

изискванията за качество. Също така, извършва поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната система в съответствие с техническите изисквания и правилата за безопасност при работа, съблюдавайки европейските нормативи за опазване на околната среда и плановете за развитие на газопреносната система.

По данни на Главно диспечерско управление, пренесените количества природен газ по националната газопреносна мрежа за разглеждания период са следните:

Пренесени количества природен газ, млн. нм³			
Пренос	**2015 г.**	**2016 г.**	**Изменение 2016 г./ 2015 г. в %**
Януари	341,550	383,508	12,28%
Февруари	304,548	295,379	(3,01%)
Март	292,405	290,909	(0,51%)
Април	241,824	226,709	(6,25%)
Май	210,362	273,895	30,20%
Юни	213,414	250,618	17,43%
Юли	281,240	243,736	(13,34%)
Август	235,589	220,949	(6,21%)
Септември	234,035	228,608	(2,32%)
Октомври	284,714	286,386	0,59%
Ноември	286,263	316,520	10,57%
Декември	340,199	396,298	16,49%
Общо:	**3 266,142**	**3 413,515**	**4,51%**

Наблюдава се увеличение с 4,51 % на пренесените количества природен газ през 2016 г. спрямо пренесените количества през 2015 г. Увеличението се дължи на пренесени количества природен газ за междусистемни изходни точки в съответствие със сключени договори през 2016 г. и на реализиран по-голям обратен (виртуален) поток.

Увеличение на пренесените количества се наблюдава през месеците януари, май, юни, ноември и декември на 2016 г., в сравнение с пренесените през същите месеци на 2015 г.

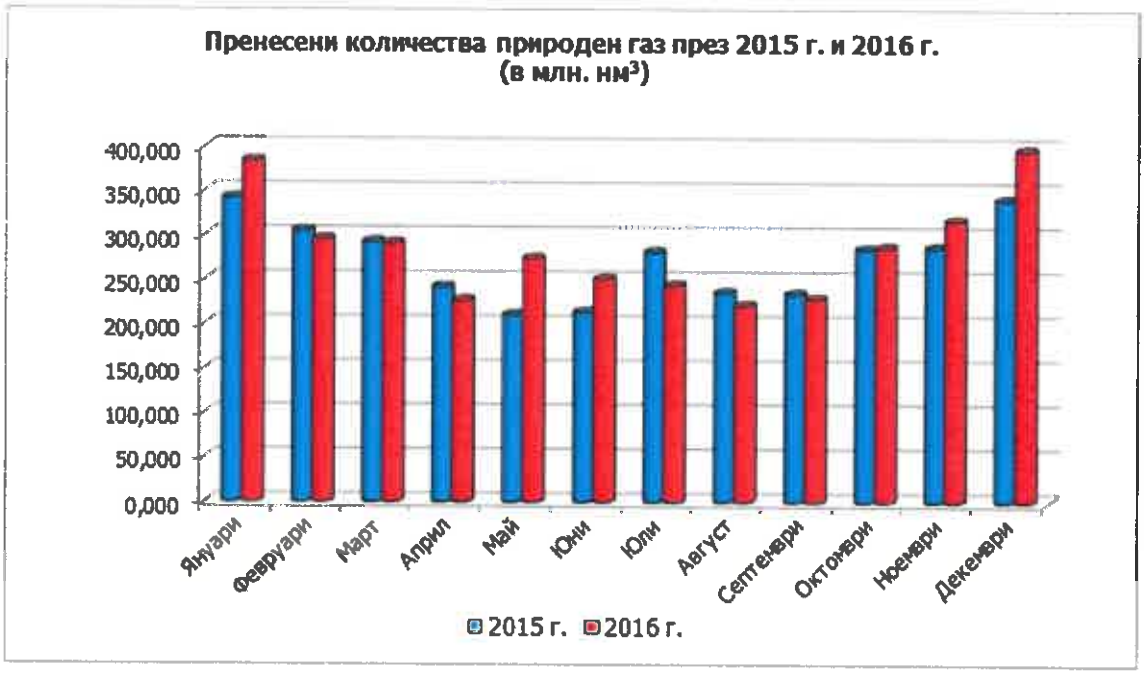
Най-малки количества природен газ са пренесени през м. август 2016 г. – 220,949 млн. нм3, а най-големи количества през м. декември 2016 г. – 396,298 млн. нм3. През месеците февруари, март, април, юли, август и септември е отчетено намаление на пренесените количества природен газ съответно с 3,01 % (9,169 млн. нм3), 0,51 % (1,496 млн. нм3), 6,25 % (15,115 млн. нм3), 13,34 % (37,504 млн. нм3), 6,21 % (14,640 млн. нм3) и 2,32% (5,427 млн. нм3) в сравнение с пренесените през същите месеци на 2015 г.

Намалението на количествата пренесен природен газ през февруари, март, април, юли, август и септември на 2016 г. спрямо същите месеци на 2015 г. е компенсирано от по-голямото количество пренесен газ през януари, май, юни, октомври, ноември и декември

на текущата година. През м. януари са пренесени с 41,958 млн. нм3 (12,28 %) повече от същия месец на предходната година. През месец май и юни са пренесени съответно, със 63,533 млн. нм3 и с 37,204 млн. нм3 повече природен газ в сравнение със същите месеци на 2015 г., като се отчита увеличение от 30,20 % и 17,43 %. През последните три месеца на текущата година са пренесени с 88,028 млн. нм3 (9,66 %) повече природен газ от този през последното тримесечие на предходната година.

През периода януари-декември на 2016 г. пренесените количества природен газ, добит от източници в България (находище „Галата" и находище „Долни дъбник"), са намалели със 7,94 %, от 78,435 млн. нм³ за 2015 г. на 72,204 млн. нм³ за настоящата година.

На следващата графика е показана динамиката на изменение на пренесените количества природен газ за разглеждания период.



През 2016 г. се запазва сезонността в преноса на природен газ като най-големи количества са пренесени през зимните месеци (януари-февруари и ноември-декември), като след това количествата пренесен газ плавно намаляват, достигайки минимум през м. август., след което започват да нарастват. Сезенността е следствие на понижение на потреблението от топлофикационните и газоразпределителните дружества, което се дължи на повишение на температурите.

2.2. Транзитен пренос на природен газ

„Булгартрансгаз" ЕАД извършва транзитен пренос на природен газ през територията на Република България за съседни държави - Турция, Гърция и Македония. Количествен и качествен анализ на входящите потоци природен газ по транзитните направления се извършва на газоизмервателни станции „Негру Вода" 2 и 3. Предаването на природния газ по направления се осъществява съответно на ГИС Малкочлар за Турция, ГИС Стримонохори за Гърция и ГИС Жидилово за Македония.

През 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД откри реконструираните и модернизирани компресорни станции „Лозенец", „Странджа", „Петрич" и „Ихтиман" през които преминава транзитния пренос на природен газ в посока Турция и Гърция.

Договорът за транзитен пренос на природен газ в горепосочените направления е сключен през 1998 г. с ООО „Газпром експорт", като с Допълнение № 11 от 2006 г., срокът на действие е продължен до 2030 г. Транзитната такса е договорена в щатски долари за пренесени 1 000 нм^3 природен газ на 100 км и се актуализира ежегодно с отчетената инфлация в държавите от ЕС за предходната година. Стойността на услугата се изчислява на база заявени и фактически преминалите количества за пренос.

Транзитираните количества природен газ към съседните държави за разглеждания период са следните:

Транзитирани количества природен газ за Турция, Гърция и Македония по месеци, млн. нм^3								
Месец	Турция		Гърция		Македония		Общо	
	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.	2015 г.	2016 г.
Януари	1 257,079	1 364,926	152,361	288,527	29,625	33,852	1 439,065	1 687,306
Февруари	1 153,643	934,894	102,428	158,568	19,901	13,302	1 275,971	1 106,765
Март	969,548	905,934	94,559	151,917	14,228	12,279	1 078,335	1 070,131
Април	707,409	904,811	71,152	180,881	7,734	4,826	786,295	1 090,518
Май	496,237	966,792	92,478	174,373	3,075	3,185	591,790	1 144,350
Юни	665,980	894,490	122,928	242,700	2,463	3,720	791,372	1 140,910
Юли	872,887	637,774	172,625	192,748	2,379	11,718	1 047,891	842,240
Август	1 193,739	824,293	133,873	202,788	2,039	7,509	1 329,651	1 034,590
Септември	742,877	651,624	182,122	177,317	2,102	18,286	927,101	847,227
Октомври	851,187	1 065,492	278,031	296,427	9,563	25,094	1 138,782	1 387,013
Ноември	1 105,033	1 209,754	240,357	292,196	15,290	33,424	1 360,680	1 535,374
Декември	1 371,036	1 369,703	339,070	317,330	28,055	46,434	1 738,161	1 733,467
Общо:	**11 386,656**	**11 730,488**	**1 981,984**	**2 675,773**	**136,454**	**213,629**	**13 505,094**	**14 619,890**

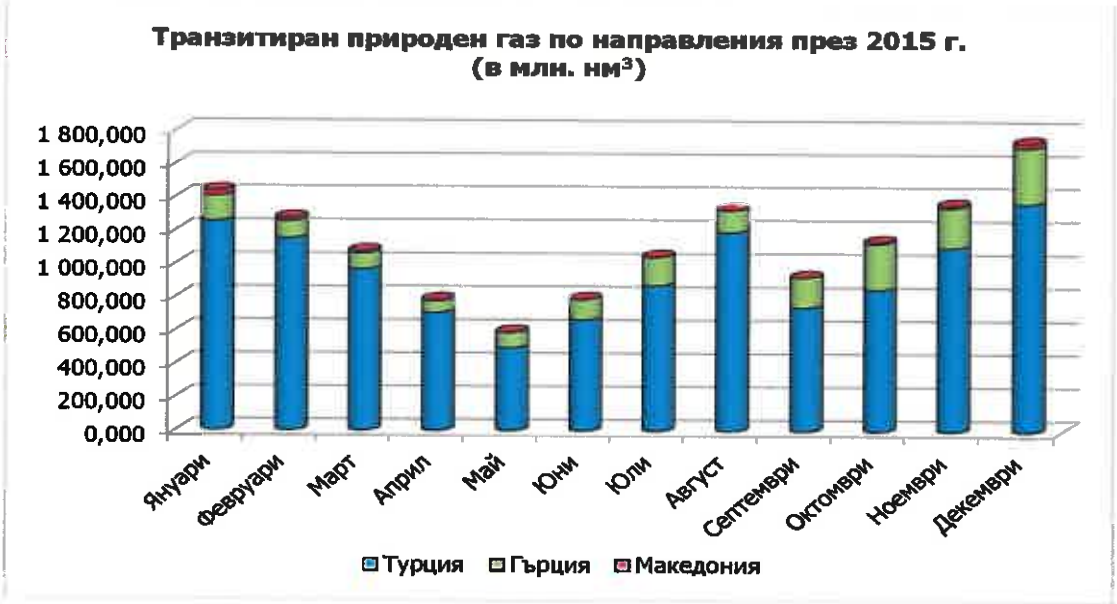
Наблюдава се увеличение на общите транзитирани количества през 2016 г. (14 619,890 млн. нм^3) спрямо тези, транзитирани през 2015 г. (13 505,094 млн. нм^3), с 1 114,797 млн. нм^3 (8,25 %), като се наблюдава увеличение на транзитираните количества природен газ и по трите направления Турция, Гърция и Македония.

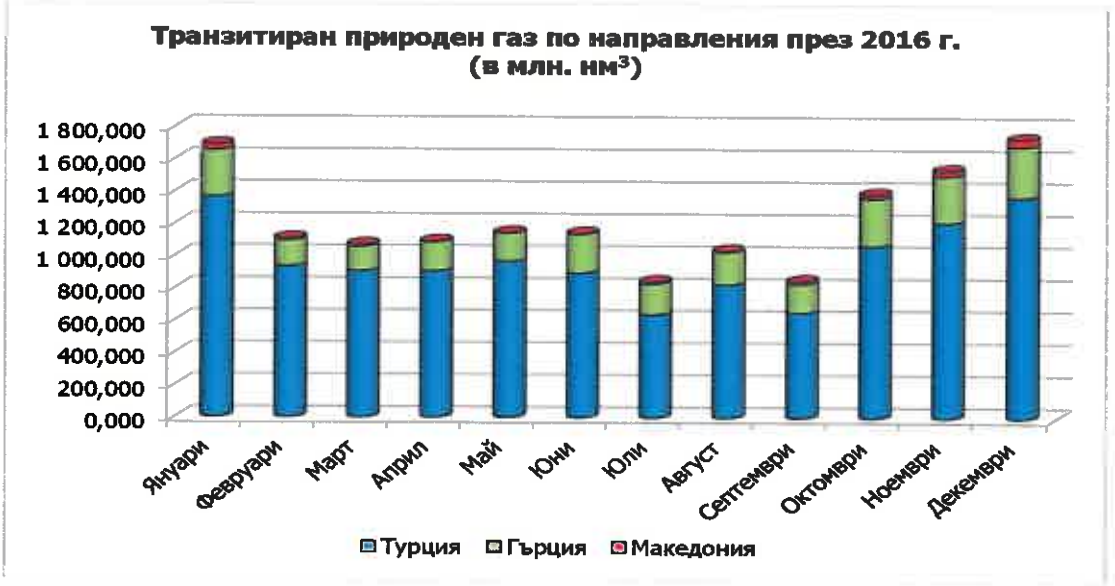
Транзитираните количества природен газ по направление Турция през периода януари-декември на 2016 г. са увеличени с 343,832 млн. нм³ (3,02%), сравнени с отчетените през 2015 г.

Увеличение от 693,789 млн. нм³ (35,00%) на транзитираните количества природен газ за Гърция е отчетено през текущата година, сравнени с 2015 г.

За Македония са пренесени по-големи количества природен газ през периода януари - декември на 2016 г. със 77,176 млн. нм³ (56,56%), сравнени с пренесените през 2015 г.

Разпределението на транзитираните количества природен газ по направления и месеци през 2015 г. и 2016 г. са представени на графиките по долу.





През периода януари - декември на 2016 г. фактически транзитираните количества природен газ за Турция са 11 730,488 млн. нм³, представляващи 83,79 % от договорения за същия период капацитет, възлизащ на 14 000,000 млн. нм³. Фактически транзитираните количества по това направление бележат ръст с 3,02% спрямо фактически транзитираните през 2015 г. – 11 386,656 млн. нм³.

През м. януари 2016 г. са пренесени 104,99 % от заявените количества за трансграничен пренос по направление Турция. Фактически транзитираните количества през м. февруари са 71,91 % (934,894 млн. нм³) от заявения капацитет (от 1 300,000 млн. нм³) за този месец. През март на текущата година е направен трансграничен пренос на 905,934 млн. нм³ природен газ, което представлява 72,47 % от заявените количества (1 250,000 млн. нм³). През месеците април, май и юни на текущата година е извършен трансграничен пренос на природен газ, съответно на 78,68 %, 84,07 % и 89,45 % от заявените количества за съответните месеци (1 150,000 млн. нм³, 1 150,000 млн. нм³ и 1 000,000 млн. нм³). През месеците юли, август и септември фактически пренесените количества природен газ са съответно 60,74 %, 78,50 % и 62,06 % от заявените. За последните три месеца на 2016 г. фактическият трансграничен пренос за Турция е съответно: 1 065,492 млн. нм³ (92,65 %), при заявени 1 150,000 млн. нм³ за октомври, 1 209,754 млн. нм³ (96,78 %), при заявени 1 250,000 млн. нм³ за ноември и 1 369,703 млн. нм³ (105,36 %), при заявени 1 300,000 млн. нм³ за декември.

През настоящата година се наблюдава по-равномерно разпределение на количествата транзитиран природен газ към Турция през месеците февруари-юни, като за всеки от месеците количествата са близки до 900 млн. нм³. През разглежданите месеци на предходната година се наблюдават значителни флуктуации в количествата, като през м. февруари е отчетен транзитен пренос на 1 153,643 млн. нм³, а през м. май – 496,237 млн. нм³.

Най-малки количества природен газ в направление Турция са транзитирани през м. юли – 637,774 млн. нм³, а най-големи през м. декември – 1 369,703 млн. нм³.

Фактически транзитираните количества за Гърция през 2016 г. са 2 675,773 млн. нм³ и представляват 89,19 % от договорения за същия период капацитет, възлизащ на 3 000,000 млн. нм³. През всички месеци от разглеждания период, с изключение на септември и декември, са транзитирани по-големи количества природен газ от тези през предходната година. Фактически транзитираните количества бележат ръст с 35,00 % спрямо тези през 2015 г. Най-голям ръст се наблюдава през м. април – транзитираните количества са един път и половина (със 109,729 млн. нм³) по-големи, отколкото през същия месец на предходната година. Незначително намаление е отчетено само през м. септември 2016 г., като транзитираните количества са с 4,805 млн. нм³ (2,64 %) по-малко, и през месец декември с 21,740 млн. нм³ (6,41 %), спрямо транзитираните през същия месец на предходната година.

Най-малки количества природен газ в направление Гърция са транзитирани през м. март – 151,917 млн. нм³, а най-големи през м. декември – 317,330 млн. нм³.

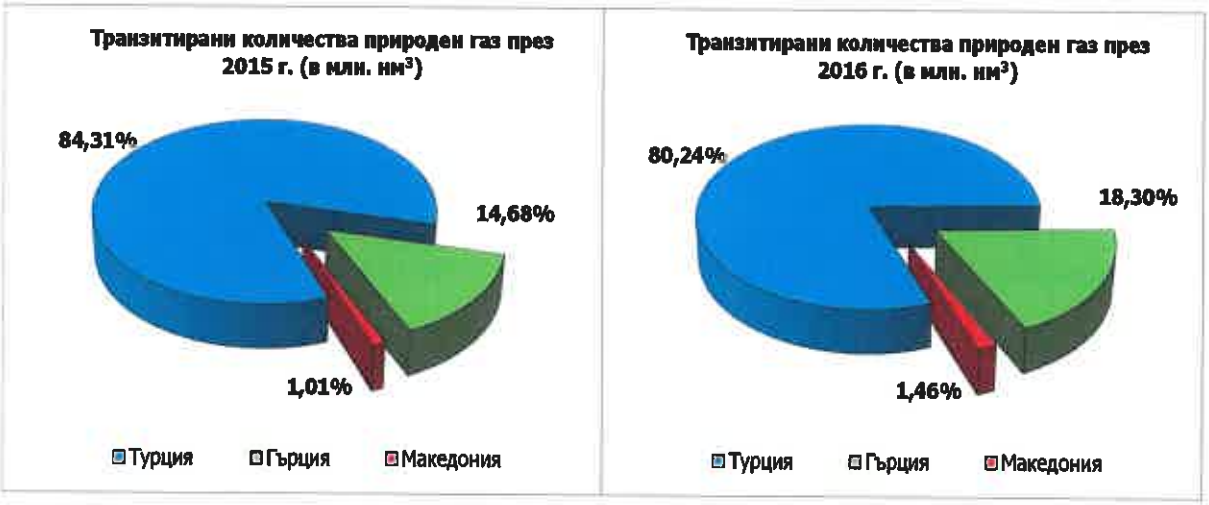
Отчетеният трансграничен пренос за Македония е в размер на 213,629 млн. нм³, което представлява 26,70 % от договорения капацитет за годината, възлизащ на 800,000 млн. нм³. Най-голям ръст на транзитираните количества спрямо предходната година се наблюдава през м. септември – седем пъти и половина или със 16,184 млн. нм³

(през м. септември 2016 г. са транзитирани 18,286 млн. нм^3, а през предходната година – 2,102 млн. нм^3).

Фактически транзитираните количества по това направление бележат ръст с 56,56 % спрямо тези през периода януари – декември на 2015 г. Транзитираните количества през м. януари са 33,851 млн. нм^3 и са по-високи от същия месец на 2015 г. с 14,27 % или с 4,227 млн. нм^3. Количествата намаляват значително през м. февруари на 13,302 млн. нм.^{3} (като са с 6,598 млн. нм^3 или с 33,16 % по-ниски от тези през м. февруари 2015 г.) и продължават да спадат, като през м. март са 12,279 млн. нм^3 (и са с 13,70 % или с 1,949 млн. нм^3 по-ниски от тези през м. март 2015 г.) През периода април-юни 2016 г. тенденцията на спад продължава, като е транзитиран с 2,908 млн. нм^3 по-малко природен газ спрямо същия месец на предходната година. За останалата част от отчетния период, през месеците май и юни 2016 г., се наблюдава увеличение на транзитираните количества природен газ към Македония възлизащо общо на 1,367 млн. нм^3. През следващите месеци до края на годината се наблюдава увеличение на транзитираните количества спрямо тези през същите месеци на 2015 г.

Най-малки количества природен газ в направление Македония са транзитирани през м. май – 3,185 млн. нм^3, а най-големи през м. декември – 46,434 млн. нм^3.

Процентното разпределение на транзитираните количества природен газ по направления (Турция, Гърция и Македония) за 2015 и 2016 година е представено на графиките по долу.



В разпределението на транзитирания природен газ по направления се наблюдава намаление на дела по направление Турция, спрямо общите количества за 2016 г. Делът му през периода януари - декември на 2015 г. е 84,31 %, а през 2016 г. намалява на 80,24 %. Увеличение бележи делът на транзитираните количества по направление Гърция на 18,30 % от общо транзитирания газ за периода януари - декември на 2016 г. при 14,68 % за същия период на 2015 г. Делът на транзитирания природен газ в посока Македония остава относително еднакъв през 2015 г. и 2016 г. и възлиза съответно на 1,01 % (за 2015 г.) и 1,46 % (за 2016 г.) от общо пренесените количества природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос на дружеството.

2.3. Съхранение на природен газ

Дейността „Съхранение на природен газ" се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен" (ПГХ „Чирен"), собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД. ПГХ „Чирен" представлява сложен комплекс от подземни и надземни съоръжения - експлоатационни сондажи, събирателни газопроводи (шлейфи) към тях, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW, съоръжения за подготовка, обработка, контрол и измерване на газа, както и други прилежащи съоръжения.

Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ", е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/ в подземното газово хранилище.

През 2016 г. от подземното газохранилище Чирен са добити 364,959 млн. нм³ и са нагнетени 342,279 млн. нм³.

Общите нагнетени и добити количества природен газ през периода януари – декември на 2015 г. и 2016 г. са представени в таблицата по-долу, както следва:

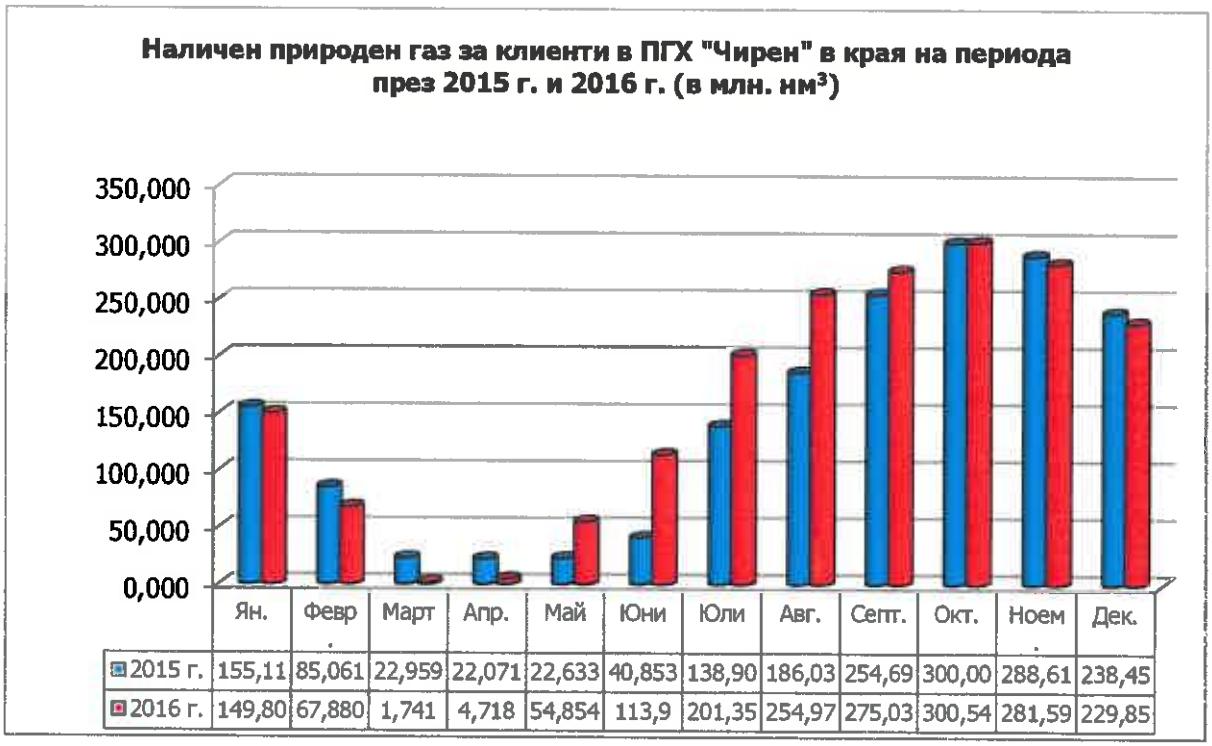
Добити и нагнетени количества природен газ през 2015 г. и 2016 г., млн. нм³				
Месец	**Добив 2015 г.**	**Добив 2016 г.**	**Нагнетяване 2015 г.**	**Нагнетяване 2016 г.**
Януари	80,027	92,904	0,100	0,107
Февруари	73,307	83,319	0,093	0,068
Март	63,352	66,565	0,095	0,057
Април	2,903	1,210	0,034	2,977
Май	0,562	0,030	0,562	50,417
Юни	1,203	0,028	18,220	59,173
Юли	2,018	2,178	98,048	87,455
Август	11,934	3,242	56,916	61,897
Септември	1,596	20,074	68,666	37,430
Октомври	1,899	0,007	59,510	25,515
Ноември	10,065	23,118	2,469	1,603
Декември	52,254	72,284	0,092	15,580
Общо:	**301,121**	**364,959**	**304,805**	**342,279**

Количеството природен газ в хранилището, собственост на клиенти към 01 януари 2016 г. е 238,459 млн. нм³. Данните в таблицата включват виртуално добития и нагнетен природен газ. Реално добитите количества през 2016 г. са 342,159 млн. нм³, от които 0,421 млн. нм³ за технологични нужди на ПГХ Чирен, направени от „Булгартрансгаз" ЕАД. Реално нагнетените количества в ПГХ Чирен през 2016 г. са 319,478 млн. нм³.

Рално и виртуално добитите количества природен газ през периода са с 21,20 % повече от добитите колиества през 2015 г. Нагнетените количества природен газ през периода

януари-декември на 2016 г. са увеличени с 12,29 %, в сравнение с нагнетените през 2015 г.

На следващата графика е представена динамиката на количествата съхраняван природен газ за клиенти в ПГХ „Чирен" за 2016 г. и за предходната 2015 г. (количествата са към края на съответните периоди).



	Ян.	Февр.	Март	Апр.	Май	Юни	Юли	Авг.	Септ.	Окт.	Ноем.	Дек.
2015 г.	155,11	85,061	22,959	22,071	22,633	40,853	138,90	186,03	254,69	300,00	288,61	238,45
2016 г.	149,80	67,880	1,741	4,718	54,854	113,9	201,35	254,97	275,03	300,54	281,59	229,85

3. ФИНАНСОВО-ИКОНОМИЧЕСКО СЪСТОЯНИЕ

Информация за основните характеристики на прилаганите от „Булгартрансгаз" ЕАД система за вътрешен контрол и система за управление на рискове в процеса на изготвяне на финансовите отчети

Изготвянето на финансовите отчети се извършва съгласно утвърдените Финансова и Счетоводна политика на Дружеството и вътрешните правила и процедури.

Финансово-икономическото състояние

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз" ЕАД е разгледано и анализирано въз основа на изготвените финансово-счетоводни документи и отчет за финансовото състояние на Дружеството за 2016 г., съпоставени с отчетните данни за 2015 г.

Финансови показатели	Отчет 01.01-31.12.2015 г.	Отчет 01.01-31.12.2016 г.	Изменение 2016 г./ 2015 г.
Общо приходи от оперативна дейност	363 735	331 465	(8,87%)
EBITDA [1)]	162 422	154 782	(4,70%)
EBIT [2)]	90 235	69 271	(23,23%)
EBT [3)]	103 514	73 731	(28,77%)
EBITDA марж	44,65%	46,70%	4,57%
Общо активи	2 177 490	2 210 520	1,52%
ДМА	1 750 202	1 755 256	0,29%
Оборотен капитал [5)]	287 500	380 397	32,31%
Парични наличности	165 534	240 353	45,20%
Собствен капитал	2 001 158	2 040 040	1,94%
Дългосрочни банкови заеми	-	-	-
Численост на персонала	1 109	1 141	2,89%

1) Общо приходи от оперативна дейност включват приходите от безвъзмезден природен газ за технологични нужди;
2) EBITDA – печалба преди лихви, данъци и амортизации;
3) EBIT – печалба преди лихви и данъци;
4) EBT – печалба преди данъци;
5) Оборотен капитал – Текущи активи минус текущи пасиви;

Приходи, разходи и финансов резултат

Основните приходи на „Булгартрансгаз" ЕАД през 2016 г. са от лицензионните дейности пренос, трансграничен пренос и съхранение на природен газ. Допълнително, като приход в отчета за печалбата и загубата и другия всеобхватен доход е призната стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на

трансграничния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата, за които се извършва трансграничен пренос.

Във финансовия отчет природният газ за технологични нужди за трансграничен пренос е отразен и в приходната, и в разходната част, поради което няма ефект върху финансовите резултати на Дружеството. За предоставения безвъзмезден природен газ доставчикът ООО „Газпром експорт" ежемесечно издава фактура, която е с нулева стойност. Само за митнически и счетоводни цели този газ се остойностява по цена на природния газ на входа на газопреносната мрежа, утвърдена от Комисията за енергийно и водно регулиране на обществения доставчик „Булгаргаз" ЕАД.

3.1. Приходи. Анализ и динамика на структурата на приходите

В табличен вид е представен сравнителен анализ на отчетените приходи и динамиката на тяхното изменение:

Приходи от дейността	Отчет 01.01-31.12.2015 г.		Отчет 01.01-31.12.2016 г.		Изменение 2016 г./ 2015 г.	
	ст-ст	отн. тегло	ст-ст	отн. тегло	абс. ст-ст	в %
Приходи от пренос до клиенти в страната	58 751	16,15%	60 404	18,22%	1 653	2,81%
Приходи от трансграничен пренос	206 020	56,64%	207 547	62,62%	1 527	0,74%
Приходи от съхранение на природен газ	589	0,16%	3 994	1,20%	3 405	578,10%
Приходи от безвъзмезден газ по транзитен газопровод	94 132	25,88%	54 328	16,39%	(39 804)	(42,29%)
Други приходи от дейността	4 243	1,17%	5 192	1,57%	949	22,37%
Нетни приходи от продажби	**363 735**	**100,00%**	**331 465**	**100,00%**	**(32 270)**	**(8,87%)**
Финансови приходи	27 935	7,13%	12 595	3,66%	(15 340)	(54,91%)
Общо приходи:	**391 670**	**100,00%**	**344 060**	**100,00%**	**(47 610)**	**(12,16%)**

Реализираните през 2016 г. общо приходи са в размер на 344 060 хил. лв., а нетните приходи от продажби (включително стойността на безвъзмездния природен газ по транзитния газопровод) са в размер на 331 465 хил. лв. В сравнение с 2015 г. те бележат спад съответно с 47 610 хил. лв. (12,16 %) и с 32 270 хил. лв. (8,87 %), което се дължи основно на намалението с 39 804 хил. лв. (42,29 %) на приходите от безвъзмезден газ по транзитния газопровод.

В рамките на нетните приходи от продажби е осчетоводен и безвъзмездният 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 транзитния газопровод и не носи реален приход на Дружеството.

Приходите от безвъзмезден газ по системата за транзитен пренос през 2016 г. са по-ниски спрямо тези през 2015 г., като намалението е с 39 804 хил. лв. (42,29 %). Това се дължи както на намалението на среднопретеглената цена, по която е осчетоводен безвъзмездният газ за периода 01.01-31.12.2016 г., в размер на 306,73 лв./1000 нм^3, в сравнение с тази през 2015 г., която е в размер на 468,64 лв./1000 нм^3, така и на по-малките количества използван газ за технологични нужди в размер на 177,118 млн. нм^3 през 2016 г. при използвани през 2015 г. 200,860 нм^3.

При елиминиране на приходите от безвъзмезден газ, отчетени през 2016 г. и 2015 г., се забелязва, че приходите от продажби за 2016 г. са по-високи от отчетените през 2015 г. със 7 534 хил. лв. (2,79 %), като увеличение се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на Дружеството.

В общата структура на приходите, реализирани през 2016 г., най-голям дял заемат приходите от трансграничен пренос на природен газ, възлизащи на 207 547 хил. лв., с относителен дял в нетните приходи от продажби от 62,62 %. Отчетените приходи от трансграничен пренос през 2016 г., съпоставени спрямо отчетените през 2015 г., са се увеличили с 1 527 хил. лв. (0,74 %), което се дължи на по-големите транзитирани

количества природен газ към съседните държави с 8,25 %. Транзитираните количества в направление Гърция са по-високи от предходната година със 693,789 млн. нм³ (35,00 %), към Турция с 343,832 млн. нм³ (3,02 %), а към Македония със 77,176 млн. нм³ (56,56 %).

През 2016 г. реализираните приходи от пренос на природен газ, в размер на 60 404 хил. лв., които представляват 18,22 % от нетните приходи от продажби на Дружеството, са по-високи с 1 653 хил. лв. (2,81 %) в сравнение с реализираните 58 751 хил. лв. през 2015 г., което се дължи на по-големите количества пренесен природен газ през настоящата година, спрямо предходната с 147,373 млн. нм³ (4,51 %).

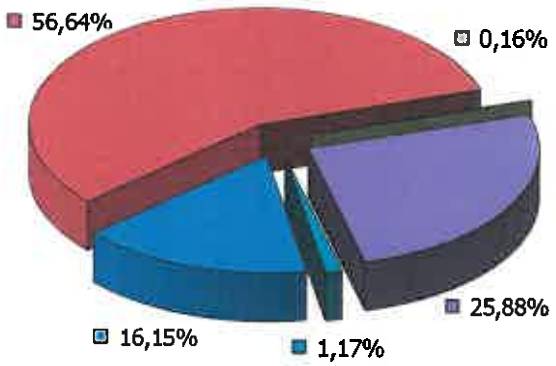
През 2016 г. са отчетени приходи от съхранение на природен газ в размер на 3 994 хил. лв., което е почти шест пъти повече от отчетените 589 хил. лв. през 2015 г. Увеличението е в резултат на влязлото в сила на 01 април 2016 г. изменение на „План за действие при извънредни ситуации", утвърден със Заповед № Е-РД-16-298/ 26.06.2015 г. на Министъра на енергетиката.

Другите приходи на Дружеството, които представляват 1,57 % от нетните приходи от продажби, са по-високи с 949 хил. лв. (22,37 %) през 2016 г., спрямо предходната година – за периода 01.01.-31.12.2016 г. са отчетени 5 192 хил. лв., а през 2015 г. – 4 243 хил. лв. Увеличението на „Други приходи" през настоящата отчетна година се дължи основно на по-високите „приходи от финансиране", които са 14 пъти повече от отчетените през миналата година. В допълнение са реализирани по-големи приходи от продажба на стоки с 39,54 % и изплатени обезщетения от застраховател - два пъти и половина повече от изплатените през 2015 г. През тази година са отчетени и приходи от ликвидация на дълготрайни материални активи в размер на 184 хил. лв.

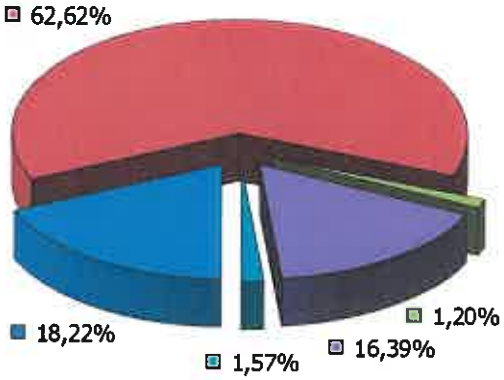
Намаление от 54,91 % бележат отчетените финансови приходи през 2016 г. Сравнени с отчетените 27 935 хил. лв. през периода 01.01.-31.12.2015 г., те са намалели на 12 595 хил. лв. през 2016 г. (с 15 340 хил. лв.), което се дължи на по-ниските приходи от промяна на валутния курс през настоящата година (в 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., при реализирани 4 398 хил. лв. през 2015 г.) поради намаление на лихвените нива на банковия пазар.

Структурата на отчетените нетни приходи от продажби (включително стойността на безвъзмездния природен газ по транзитния газопровод) през 2016 г., съпоставени с тези през 2015 г., е представена на следващата графика:

Приходи от дейността 01.01.-31.12.2015 г.



Приходи от дейността 01.01.-31.12.2016 г.



3.2. Разходи. Анализ и динамика на структурата на разходите

Разходи за дейността	Отчет 01.01-31.12.2015 г.		Отчет 01.01-31.12.2016 г.		Изменение 2016 г./ 2015 г.	
	ст-ст	отн. тегло	ст-ст	отн. тегло	абс. ст-ст	в %
Технологични разходи	**106 641**	**39,03%**	**61 155**	**23,35%**	**(45 486)**	**(42,65%)**
Техн. р-ди за пренос на природен газ до клиенти в страната	10 726	3,93%	5 487	2,10%	(5 239)	(48,84%)
Техн. р-ди за съхранение на природен газ	1 783	0,65%	1 340	0,51%	(443)	(24,85%)
Техн. р-ди за трансграничен пренос на природен газ	94 132	34,46%	54 328	20,74%	(39 804)	(42,29%)
Разходи по икономически елементи	**166 555**	**60,97%**	**200 746**	**76,65%**	**34 191**	**20,53%**
Разходи за материали	6 823	2,50%	5 911	2,26%	(912)	(13,37%)
Разходи за външни услуги	14 824	5,43%	11 730	4,48%	(3 094)	(20,87%)
Разходи за амортизации	72 187	26,42%	85 511	32,65%	13 324	18,46%
Разходи за персонал	47 037	17,22%	50 461	19,27%	3 424	7,28%
Разходи за социално осигуряване	6 728	2,46%	6 909	2,64%	181	2,69%
Други разходи	18 956	6,94%	40 224	15,36%	21 268	112,20%
Оперативни разходи	**273 196**	**100,00%**	**261 901**	**100,00%**	**(11 295)**	**(4,13%)**
Разходи в това число:	**304**	**0,11%**	**293**	**0,11%**	**(11)**	**(3,62%)**
Промени в салда на прод. и незавършено производство	(448)	-0,16%	(315)	-0,12%	133	(29,69%)
Отчетна стойност на продадени активи	526	0,18%	809	0,30%	283	53,80%
Разлика в наличността на природния газ в тръбата по транзитния газопровод в края на периода	226	0,08%	(201)	-0,07%	(427)	(188,94%)
Други		0,00%		0,00%	0	
Финансови разходи	**14 656**	5,09%	**8 135**	3,01%	**(6 521)**	**(44,49%)**
Общо разходи	**288 156**	**100,00%**	**270 329**	**100,00%**	**(17 827)**	**(6,19%)**

1) *Разликата в наличността на природен газ по транзитния газопровод в началото и в края на отчетния период е представена като увеличение на технологичните разходи в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход. В горепосочената таблица тази разлика е включена в Разходи в това число: „Разлика в наличността на природен газ в тръбата по транзитния газопровод в края на периода".*

Отчетените разходи през 2016 г. са както следва:

- Технологични разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и за съхранение на природен газ в размер на 61 155 хил. лв. (23,35 % от оперативните разходи);
- Разходи по икономически елементи в размер на 200 746 хил. лв. (76,65 % от оперативните разходи);
- Финансови разходи в размер на 8 135 хил. лв.

Структурата на отчетените от „Булгартрансгаз" ЕАД оперативни разходи, в т.ч. и разходите по икономически елементи за 2016 г., съпоставена със структурата на разходите през 2015 г. е представена на следващата графика:

Разходи за дейността 01.01.-31.12.2015 г.

Разходи за дейността 01.01.-31.12.2016 г.

Разходи по иконом. елементи 01.01.-31.12.2015 г.

Разходи по иконом. елементи 01.01.-31.12.2016 г.

Съпоставяйки отчетените през 2016 г. общи разходи на Дружеството с тези за предходната 2015 г. е налице тенденция на намаляване на технологичните разходи - от 106 641 хил. лв. на 61 155 хил. лв., което респективно дава отражение върху общите разходи, при които също се отчитат по-ниски стойности със 17 827 хил. лв. (6,19 %).

Оперативните разходи са с 11 295 хил. лв. (4,13 %) по-ниски от отчетените през 2015 г. Намалението на оперативните разходи, в сравнение с отчетените през 2015 г., се дължи

на по-ниските технологични 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 %).

Отчетено е намаление на технологичните разходи и за трите лицензионни дейности, което се дължи на по-ниската средно претеглена цена, по която е осчетоводен природния газ за всяка от дейностите. В допълнение, използваните количества природен газ за технологични нужди по пренос и транзит са по-ниски от тези през 2015 г.

При съпоставка на технологичните разходи за трансграничен пренос на природен газ с отчетните данни за 2015 г., се наблюдава намаление от 39 804 хил. лв. (42,29 %), което е в резултат както на по-ниската средно претеглена цена в размер на 306,73 лв./ 1000 нм^3, по която е осчетоводен безвъзмездният газ за периода 01.01.-31.12.2016 г., сравнена с тази за 2015 г., която е в размер на 468,64 лв./1000 нм^3, така и на по-малките количества изразходван безвъзмезден природен газ за технологични нужди по транзитната мрежа.

Технологичните разходи за пренос до клиенти в страната са в размер на 5 487 хил. лв., като се наблюдава намаление от 5 239 хил. лв. (48,84 %) спрямо тези през 2015 г. Отново причината е в по-ниската средно претеглената цена, по която са осчетоводени технологичните разходи за пренос на природен газ в страната, която за 2016 г. е в размер на 368,75 лв./ 1000 нм^3, в сравнение с тази за същия период на 2015 г., която е в размер на 557,48 лв./ 1000 нм^3. В допълнение, използваните количества природен газ за технологични нужди по преноса са по-ниски през 2016 г., в сравнение с тези през предходната година.

Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1 340 хил. лв. и са по-ниски спрямо отчетените през предходната година с 443 хил. лв. (24,85 %) като отново причината е в по-ниската средно претеглената цена, по която са осчетоводени технологичните разходи за съхранение на природен газ, която за 2016 г. е в размер на 344,32 лв./ 1000 нм^3, а през 2015 г. е в размер на 542,42 лв./ 1000 нм^3. Използваните количества природен газ за технологични нужди по съхранението са по-големи през 2016 г., в сравнение с тези през миналата година.

Разходите по икономически елементи са се увеличили с 34 191 хил. лв. (20,53 %) спрямо реализираните през 2015 г. Това се дължи на повишените разходи за амортизации с 13 324 хил. лв. (18,46 %), „други разходи" с 21 268 хил. лв. (112,20 %) и разходите за персонал с 3 424 хил. лв. (7,28 %).

Разходите за амортизация са в размер на 85 511 хил. лв. и представляват 32,65 % от оперативните разходи на Дружеството. Увеличението им с 13 324 хил. лв. през 2016 г., спрямо 2015 г. се дължи на извършената към 31.12.2015 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 материали са в размер на 5 911 хил. лв. и представляват 2,26 % от оперативните разходи на Дружеството. Те бележат спад с 912 хил. лв. (13,37 %) спрямо отчетените през 2015 г., дължащ се основно на намалението на разходите за електроенергия, вода и топлинна енергия с 697 хил. лв. (20,86 %), което е в резултат както на по-малкото изразходвани количества електрическа енергия от компресорните станции, така и на по-ниската цена на отчитане на електрическата енергия, в резултат

на излизането на Дружеството на свободния пазар на ел. енергия. Разходите за канцеларски материали и консумативи бележат също съществен спад със 114 хил. лв. (51,12 %), дължащ се на предприетите мерки за оптимизиране на разходите.

Разходите за външни услуги са в размер на 11 730 хил. лв. и представляват 4,48 % от оперативните разходи на „Булгартрансгаз" ЕАД. Отчетените по-ниски разходи за външни услуги с 3 094 хил. лв. през 2016 г., сравнени с тези през 2015 г., се дължат основно на намалелите разходи за инспекция газопровод с 3 097 хил. лв. и тези за застрахователни услуги с 465 хил. лв.

Другите разходи на „Булгартрансгаз" ЕАД са в размер на 40 224 хил. лв. Те бележат увеличение с 21 268 хил. лв. (112,20 %) в сравнение с отчетените през 2015 г. основно поради увеличението с 15 647 хил. лв. разходи за обезценка, в които са включени разходи за загуба от обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка" 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 УС № 194/01.03.2017 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 „БЕХ" ЕАД с решение по т. 1.9.2. от Протокол № 11-2016/ 01.03.2016 г.

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 Закона за Енергетиката в сила от 21.06.2016 г.

Разходите за персонал са с 3 424 хил. лв. (7,28 %) по-високи от реализираните през 2015 г., в резултат на извършената актуализация на основната заплата в Дружеството, съгласно изискванията на подписания Колективен трудов договор. От своя страна разходите за социално осигуряване остават относително постоянни спрямо предходната година.

Отчетените финансови разходи на Дружеството за 2016 г. са 8 135 хил. лв. Те намаляват с 6 521 хил. лв. (44,49 %) от 14 656 хил. лв. през 2015 г. Това се дължи основно на реализираните по-ниски разходи от валутни курсови разлики (които представляват 96,90 % от финансовите разходи), които се променят от 14 304 хил. лв. през 2015 г. на 7 883 хил. лв. през 2016 г.

От извършения анализ на приходите и разходите следва изводът, че **приходите от дейността по трите лицензии покриват извършените от „Булгартрансгаз" ЕАД разходи.**

3.3. Отчет за финансовото състояние

В хил. лв.

Отчет за финансовото състояние	Отчет 01.01-31.12.2015 г.		Отчет 01.01-31.12.2016 г.		Изменение 2016 г./ 2015 г.	
	ст-ст	отн. тегло	ст-ст	отн. тегло	абс. ст-ст	в %
Обща сума на нетекущите активи в т.ч.	**1 846 824**	**84,81%**	**1 815 766**	**82,14%**	**(31 058)**	**(1,68%)**
Имоти, машини и съоръжения	1 750 202	80,38%	1 755 256	79,40%	5 054	0,29%
Нематериални дълготрайни активи	2 099	0,10%	4 547	0,21%	2 448	116,63%
Дългосрочни вземания	67	0,00%	120	0,01%	53	79,10%
Други дългосрочни вземания	54 030	2,48%	31 134	1,41%	(22 896)	(42,38%)
Дългосрочни вземания от свързани лица	40 426	1,86%	24 709	1,12%	(15 717)	(38,88%)
Текущи активи в т.ч.	**330 666**	**15,19%**	**394 754**	**17,86%**	**64 088**	**19,38%**
Материални запаси	107 909	4,96%	108 137	4,89%	228	0,21%
Търговски и други вземания	29 685	1,36%	22 788	1,03%	(6 897)	(23,23%)
Предплащания за текущи активи	17	0,00%	17	0,00%	0	0,00%
Вземания от свързани лица	26 656	1,22%	23 110	1,05%	(3 546)	(13,30%)
Налични пари и парични еквиваленти	165 534	7,60%	240 353	10,87%	74 819	45,20%
Данък върху дохода за възстановяване	865	0,04%	349	0,02%	(516)	(59,65%)
Общо активи	**2 177 490**	**100,00%**	**2 210 520**	**100,00%**	**33 030**	**1,52%**
Обща сума на капитал и резерви	**2 001 158**	**91,90%**	**2 040 040**	**92,29%**	**38 882**	**1,94%**
Общо пасиви в т.ч.	**176 332**	**8,10%**	**170 480**	**7,71%**	**(5 852)**	**(3,32%)**
Нетекущи задължения	133 166	6,12%	156 123	7,06%	22 957	17,24%
в т.ч. задължения към свързани лица	291	0,01%	267	0,01%	(24)	(8,25%)
Текущи задължения	43 166	1,98%	14 357	0,65%	(28 809)	(66,74%)
в т.ч. задължения към свързани лица	39	0,00%	688	0,03%	649	1646,19%
Общо капитал и пасиви	**2 177 490**	**100,00%**	**2 210 520**	**100,00%**	**33 030**	**1,52%**

Към 31.12.2016 г. Дружеството притежава **общо активи** в размер на 2 210 520 хил. лв., като стойността им се е повишила с 33 030 хил. лв. (1,52 %) спрямо отчетената към 31.12.2015 г. (2 177 490 хил. лв.).

Делът на **нетекущите активи** е 82,14 % от общата стойност на активите на Дружеството, като намалява спрямо края на 2015 г., когато е в размер на 84,81 %. Стойността им към 31.12.2016 г. възлиза на 1 815 766 хил. лв. и се наблюдава намаление от 1,68 % в общата стойност на нетекущите активи в сравнение със стойността им към 31.12.2015 г. (1 846 824 хил. лв.).

Понижението на стойността на нетекущите активи спрямо отчетените към 31.12.2015 г. се дължи на намалението на стойността на дългосрочните вземания от свързани лица, които са намалели с 15 717 хил. лв. (38,88 %) спрямо стойността им към 31.12.2015 г., което 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.

В допълнение, стойността на нетекущите вземания е намаляла поради понижението на размера на други дългосрочни вземания с 22 896 хил. лв. поради извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „Корпоративна търговска банка" АД на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз" ЕАД от Протокол УС № 194/01.03.2017 г. Към 31.12.2016 г. вземането на „Булгартрансгаз" ЕАД от нея е в размер на 31 134 хил. лв.

Най-голям дял в нетекущите активи имат „Имоти, машини и съоръжения", които са на стойност 1 755 256 хил. лв. (96,67 % от дълготрайните активи на Дружеството), като в сравнение със стойността им към 31.12.2015 г. са увеличени с 5 054 хил. лв. (0,29 %). Балансовата стойност на „Нематериалните дълготрайни активи" се увеличава с 2 448 хил. лв. (116,63 %) – от 2 099 хил. лв. към 31.12.2015 г. на 4 547 хил. лв. към края на 2016 г. Увеличението се дължи на закупения през 2016 г. софтуер за управление интегритета на газопроводите – PIMS.

Дългосрочните вземания включват, освен вземането от обявената в несъстоятелност „Корпоративна търговска банка" АД, и вземания от Агенция митници и други дългосрочни вземания. Вземането от Агенция митници е в размер на 67 хил. лв. и представлява платен депозит, а другите вземания са в размер на 53 хил. лв.

Към 31.12.2016 г. **текущите активи** са в размер на 394 754 хил. лв., от които „Материални запаси" – 108 137 хил. лв., „Търговски и други вземания" в размер на 22 788 хил. лв., „Вземания от свързани лица" – 23 110 хил. лв. Стойността на текущите активи към 31.12.2016 г. е увеличена спрямо стойността им към 31.12.2015 г. със 64 088 хил. лв. (19,38 %). Увеличението на стойността на текущите активи се дължи на увеличението на „Пари и парични еквиваленти" със 74 819 хил. лв. (45,20 %) – от 165 534 хил. лв. към 31.12.2015 г. на 240 353 хил. лв. към края на 2016 г.

Вземания от свързани лица

Вземанията от свързани лица на „Булгартрансгаз" ЕАД (дългосрочни и краткосрочни вземания и разсрочени плащания) възлизат на 47 819 хил. лв. към 31.12.2016 г. и, като абсолютна стойност, бележат спад с 19 263 хил. лв. (28,72 %) спрямо отчетените към 31.12.2015 г. – 67 082 хил. лв.

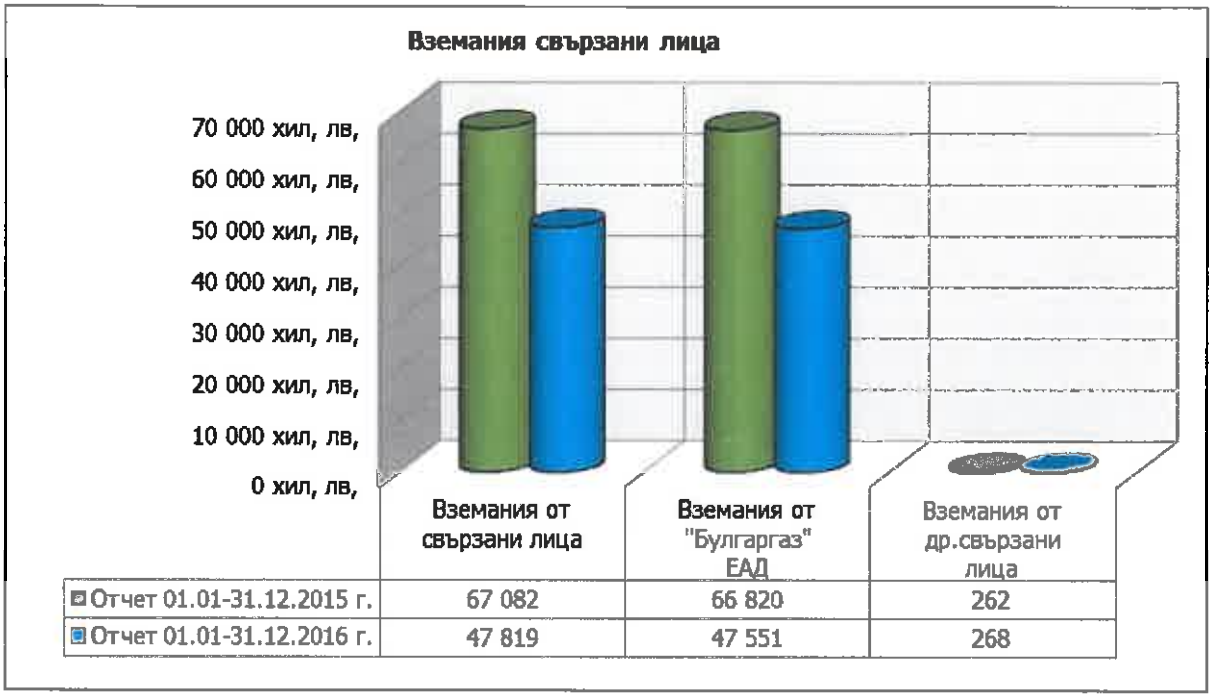
Дългосрочните вземания от свързани лица, отчетени към 31.12.2016 г., намаляват в сравнение с данните към 31.12.2015 г. – стойността на вземанията е по-ниска с 15 717 хил. лв. (38,88 %), като от 40 426 хил. лв. намаляват на 24 709 хил. лв. Краткосрочните вземания от свързани лица също са намалели – от 26 656 хил. лв. към 31.12.2015 г. , на 23 110 хил. лв. към 31.12.2016 г. (намаление с 3 546 хил. лв. (13,30 %). Намалението на вземанията от свързани лица е резултат от изпълнението на сключеното през 2015 г. с „Булгаргаз" ЕАД споразумение за разсрочено изплащане на натрупаните задължения за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ.

Вземанията от свързани лица (краткосрочни и дългосрочни) са представени на следващата графика:

Основните вземания са от „Булгаргаз" ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително просрочени вземания. Към 31.12.2016 г. те са в размер на 47 551 хил. лв. (дългосрочни и краткосрочни) и представляват 99,44 % от вземанията от свързани лица на Дружеството. С цел намаляване на вземанията и подобряване на събираемостта, през 2015 г. е сключено споразумение с „Булгаргаз" ЕАД за разсрочено изплащане на натрупаните вземания за предоставяните услуги, като е подписан и погасителен план за разплащане.

Вземанията от други свързани лица остават относително постоянни – от 262 хил. лв. към 31.12.2015 г. нарастват с 6 хил. лв. до 268 хил. лв. към 31.12.2016 г. В основната си част те представляват вземания от „Булгартел" ЕАД за предоставени под наем свободни оптични влакна, които са краткосрочни вземания. Дългосрочните вземания от свързани лица са от „Електроенергиен системен оператор" ЕАД и са постоянни през двете разглеждани години в размер на 48 хил. лв.

Вземанията от свързани лица на „Булгартрансгаз" ЕАД са представени на следващата графика:



	Вземания от свързани лица	Вземания от "Булгаргаз" ЕАД	Вземания от др.свързани лица
Отчет 01.01-31.12.2015 г.	67 082	66 820	262
Отчет 01.01-31.12.2016 г.	47 819	47 551	268

Собственият капитал на Дружеството към 31.12.2016 г. е в размер на 2 040 040 хил. лв. и се е увеличил с 38 882 хил. лв. (1,94 %) спрямо отчетения към края на 2015 г.

Към 31.12.2016 г. регистрираният капитал на Дружеството е 841 414 хил. лв., като стойността му е с 5,24 % по-висока от тази към 31.12.2015 г. – 799 492 хил. лв. На 25 юли 2016 г. в Търговския регистър е записано увеличение на регистрирания капитал по реда на чл. 197 от Търговския закон, чрез издаване на 41 922 800 нови обикновени поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1 лв. всяка, представляващи остатък от нетната печалба на „Булгартрансгаз" ЕАД за 2015 г., съгласно Решение на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг" ЕАД, отразено в Протокол № 30-2016/ 14.05.2016 г., одобрено от Министъра на Енергетиката с Протокол Е-РД-21-33/24.06.2016 г.

Нетекущите задължения към 31.12.2016 г. бележат ръст с 22 957 хил. лв. (17,24 %) спрямо отчетените в края на 2015 г. – от 133 166 хил. лв. на 156 123 хил. лв. към 31.12.2016 г., което е резултат от увеличението на отсрочените приходи от финансиране с 24 111 хил. лв. (106,69 %). Към 31.12.2015 г. стойността на отсрочените приходи от финансиране е 22 599 хил. лв., а към края на 2016 г. нараства до 46 710 хил. лв. Увеличението на стойността на отсрочени приходи от финансиране се дължи на:

- Получено финансиране от Националния план за инвестиции (НПИ) за изпълнените строителните дейности по проекти за модернизация на 4 компресорни станции, а именно: КС „Ихтиман", КС „Лозенец", КС „Петрич" и КС „Странджа";
- Приключването и въвеждането в експлоатация на проект за „Изграждане на преносен газопровод и АГРС до Силистра", изграден с безвъзмездна финансова помощ от Европейска банка за възстановяване и развитие в размер на 75 % от инвестиционните разходи;

- Получено авансово плащане през третото тримесечие на 2016 г. по сключен договор за грантово финансиране от Connecting Europe Facility (CEF) за "Подготвителни дейности в рамките на ПОИ 6.8.2 Необходима рехабилитация, модернизация и разширяване на българската преносна система".

Текущите задължения по отчетни данни към 31.12.2016 г. са в размер на 14 357 хил. лв. и са намалели със 66,74 % в сравнение с отчетените към 31.12.2015 г. (43 166 хил. лв.), което се дължи основно на перото „Гаранции по договори", на стойност 35 917 хил. лв. към края на 2015 г. в сравнение със стойността му от 3 525 хил. лв. към 31.12.2016 г. Съществена част от текущите гаранции са задържани суми по договори за строителство, които се изплащат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите, съгласно клаузите на договора и след приключване на дейностите по договорите са изплатени на изпълнителните.

Задълженията към свързани лица (краткосрочни и дългосрочни) към 31.12.2016 г. са в размер на 955 хил. лв. (267 хил. лв. дългосрочни задължения и 688 хил. лв. краткосрочни) в сравнение с отчетените към 31.12.2015 г. - 330 хил. лв. бележат ръст близо два пъти. От тях 291 хил. лв. са задължения за ползване на ресурси от спомагателната мрежа към „Булгартел" ЕАД, а 648 хил. лв. представляват задължение по гаранции към „Булгаргаз" ЕАД.

Използвани финансови инструменти

„Булгартрансгаз" ЕАД финансира инвестиционната си програма със собствени средства, като не разчита на банкови кредити и финансови инструменти. При управлението на наличните парични средства, Дружеството търси нискорискови вложения, които да носят доходност от свободните парични ресурси.

3.4. Финансови показатели

Финансови показатели	Отчет 01.01-31.12.2015 г.	Отчет 01.01-31.12.2016 г.
Коефициенти на ликвидност		
Обща ликвидност	7,66	27,50
Бърза ликвидност	5,16	19,96
Абсолютна ликвидност	3,83	16,74
Коефициенти на рентабилност		
Рентабилност на приходи от продажби	0,35	0,24
Рентабилност на разходите	0,52	0,32
Рентабилност на собствения капитал	0,05	0,03
Рентабилност на ДМА	0,05	0,04
Рентабилност на активите	0,04	0,03
Коефициенти на ефективност		
Коеф. на ефективност на приходите	0,67	0,75
Коеф. на ефективност на разходите	1,50	1,33
Обръщаемост на ДМА	0,16	0,16
Обръщаемост на активите	0,12	0,13
Коефициенти на финансова автономност		
Коефициент на задлъжнялост	0,08	0,08
Коефициент на финансова автономност	13,02	16,48
Коефициент на финансиране на дълготрайните активи	1,14	1,18
Коефициент на финансиране на краткотрайните активи	6,39	5,45

- Коефициентът на обща ликвидност към 31.12.2016 г. е 27,50 и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на един лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява по–добри възможности за погасяване на текущи задължения.
- Коефициентът на бърза ликвидност към 31.12.2016 г. е 19,96 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), към 31.12.2016 г. е 0,24 и показва, че всеки 1 лев приходи, носи съответно 0,24 лв. печалба.
- Коефициентът на ефективност на разходите (приходи/ разходи) е 1,33 и показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,33 лв. приходи през периода януари-декември 2016 г.
- Коефициентът на финансова автономност към края на 2016 г. е 16,48 и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойности на коефициента над 1-ца показват добра финансова автономност.
- Коефициентът на задлъжнялост показва степента на зависимост на Дружеството от своите кредитори за уреждане на задълженията си. Коефициентът определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал. Към 31.12.2016 г. са отчетени 0,08 лв. задължения на 1 лв. собствен капитал.
- Коефициентът на финансиране на дълготрайните активи показва каква част от дълготрайните активи се финансира за сметка на постоянния капитал. Стойността

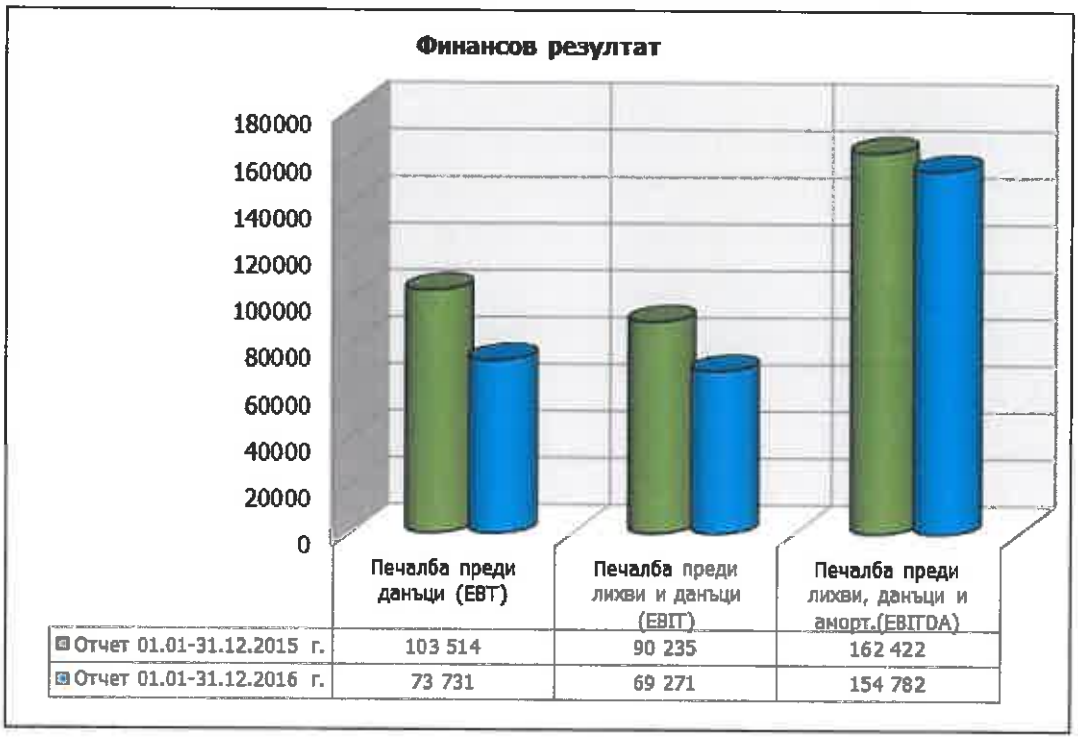
му към края на 2016 г. е 1,18 и показва, че Дружеството има наличен нетен оборотен капитал.

- Коефициентът на финансиране на краткотрайните активи на Дружеството е 5,45 към 31.12.2016 г. и дава представа за частта на краткотрайните активи, която е формирана от собствени оборотни средства.

От изложеното до тук относно финансовите показатели на „Булгартрансгаз" ЕАД можем да направим извода, че дружеството има висока финансова устойчивост и финансова независимост от външни кредитори.

3.5. Финансов резултат

Финансовият резултат за 2016 г., като разлика между приходите и разходите, е счетоводна печалба преди данъци в размер на 73 731 хил. лв.



	Печалба преди данъци (EBT)	Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	Печалба преди лихви, данъци и аморт.(EBITDA)
Отчет 01.01-31.12.2015 г.	103 514	90 235	162 422
Отчет 01.01-31.12.2016 г.	73 731	69 271	154 782

Общото финансово състояние към 31.12.2016 г. се запазва добро поради постигнатия добър финансов резултат, както и отчетените добри финансови показатели.

Представеният анализ показва, че „Булгартрансгаз" ЕАД изпълнява и е в състояние безпроблемно да продължи да изпълнява задълженията си, произтичащи от чл. 170 от Закона за енергетика за осигуряване на единно управление и надеждно функциониране

на газопреносната мрежа, осигуряване на преноса на природен газ, както и поддържане и развитие на газопреносната мрежа

4. ПРЕГЛЕД НА РИСКОВЕТЕ, НА КОИТО Е ИЗЛОЖЕНО ДРУЖЕСТВОТО

Валутен риск

Приходите на "Булгартрансгаз" ЕАД са в лева (от пренос и съхранение на природен газ) и в щатски долари (от транзитен пренос на природен газ). Разходите са главно в лева и евро. Тъй като курсът на българския лев е обвързан към този на еврото и е постоянен, не съществува валутен риск при транзакциите, които са деноминирани в тези валути. Съществува валутен риск при транзакциите в щатски долари, тъй като валутата е с плаващ валутен курс.

Кредитен риск

Кредитният риск е рискът едната страна по финансовия инструмент да не успее да изпълни задължението си и по този начин да причини загуба на другата. Кредитния риск за дружеството се състои от риск от финансова загуба в ситуация, при която клиент не успее да изпълни своите договорни задължения.

Кредитният риск относно пари и парични еквиваленти, включва риска от изпадане в не ликвидност или фалит на обслужващите банки. За минимизиране на този риск стриктно се спазва залегналата европейска и национална нормативна уредба като нетната експозиция на дружеството към една кредитна или финансова институция не надвишава 25 на сто от общия размер на паричните средства на дружеството. В тази връзка, компанията подържа разплащателни сметки в повече от една банка и валута и ползва услугите на банки с добра репутация и с висок кредитен рейтинг.

Ликвиден риск

Ликвидният риск е рискът Дружеството да не може да изпълни финансовите си задължения, тогава, когато те станат изискуеми. Политиката в тази област е насочена към гарантиране наличието на достатъчно ликвидни средства, с които да бъдат обслужени задълженията, когато същите станат изискуеми, включително в извънредни и непредвидени ситуации.

Тъй като бизнесът на компанията е свързан с постоянен пренос и съхранение на природен газ, контролът на ликвидния риск се състои главно в:

- изготвяне на погасителни планове за погасяване на задълженията на длъжници;
- изискване на гаранции (банкови или под формата на парични средства) за обезпечаване на вземанията;
- договорните условия да включват клаузи за авансово плащане на услугите;
- разделяне на контролираните парични средства в няколко банки;
- обвързване на плащанията с входящия паричен поток.

Ценови риск

Приходите от пренос и съхранение се формират при регулирани от КЕВР цени. Основна част от разходите са свързани с цената на закупения от "Булгаргаз" ЕАД природен газ за технологични нужди по преноса и съхранението на природен газ, чиято цена се регулира тримесечно. При изпреварващо нарастване цената на природния газ за технологични нужди и непроменена цена за пренос и съхранение, е възможно рентабилността да намалее.

Дружеството е изложено на риск от промени в цените на услугите по пренос и съхранение на природен газ, утвърждавани от Комисията за енергийно и водно регулиране.

Пазарен риск

Пазарен риск е риск, че при промяна на пазарни цени, валутни курсове, лихвени проценти или цени на капиталови инструменти, доходът на Дружеството или стойността на инвестициите ще бъдат засегнати. Целта на управлението на пазарния риск е да се управлява и контролира експозиция на пазарния риск с приемливи параметри, като се оптимизира възвръщаемостта на всеки един проект.

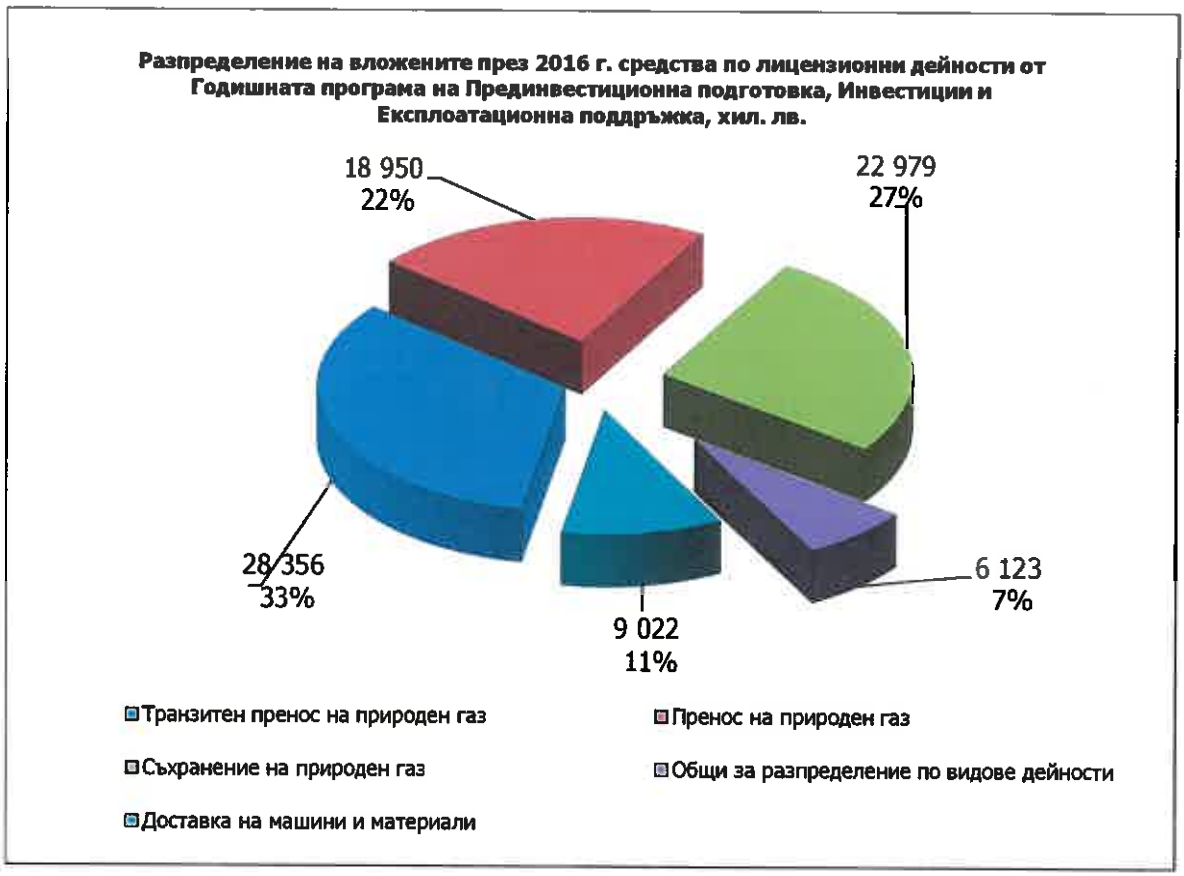
5. ИЗПЪЛНЕНИ ДЕЙНОСТИ ПО ИНВЕСТИЦИОННАТА, ПРЕДИНВЕСТИЦИОННАТА И ЕКСПЛОТАЦИОННА ПРОГРАМИ

Инвестиционната програма има за цел да подпомага със специфични и конкретни мерки реализирането на политиката на комбинирания газов оператор. Чрез инвестиционните си програми "Булгартрансгаз" ЕАД гарантира условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ в България, сигурността и надеждността на газопреносната система, включително транзитния пренос и на инфраструктурата за съхранение на природен газ и интеграцията към европейския единен газов пазар.

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на Програмите за Прединвестиционна подготовка, Инвестиции и Експлоатационна поддръжка за 2016 г. е в размер на 85 430 хил. лв.

Разпределението на вложените средства за 2016 г. по видове лицензионни дейности е както следва:

Програма / Раздел /Лицензионна дейност	Отчет за периода 01.01-31.12.2016 г.
ОБЩО Годишни програми за Прединвестиционна подготовка, Инвестиции и Експлоатационна поддръжка:	**85 430**
I. ОБЩО Годишна програма за Прединвестиционна подготовка и за инвестиции:	**77 780**
РАЗДЕЛ I.1 - Инвестиции	**70 076**
I.1.1. Транзитен пренос на природен газ	26 148
I.1.2. Пренос на природен газ	14 981
I.1.3. Съхранение на природен газ	22 934
I.1.4. Общи за разпределяне по видове дейности	6 013
РАЗДЕЛ I.2 -Доставка на машини и оборудване	**7 704**
II. ОБЩО Годишна програма за Експлоатационна поддръжка:	**7 650**
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	**6 332**
II.1.1. Транзитен пренос на природен газ	2 208
II.1.2. Пренос на природен газ	3 969
II.1.3. Съхранение на природен газ	45
II.1.4. Общи за разпределяне по видове дейности	110
РАЗДЕЛ II.2 - Доставка на материали и консумативи	**1 318**


Разпределение на вложените през 2016 г. средства по лицензионни дейности от Годишната програма на Прединвестиционна подготовка, Инвестиции и Експлоатационна поддръжка, хил. лв.
18 950
22%
22 979
27%
28 356
33%
9 022
11%
6 123
7%
Транзитен пренос на природен газ
Пренос на природен газ
Съхранение на природен газ
Общи за разпределение по видове дейности
Доставка на машини и материали

6. ОСНОВНИ ПРОЕКТИ НА ДРУЖЕСТВОТО

През 2016 г. продължи работата по осъществяването на основните проекти за разширение и поддържане на мрежите и съоръженията за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ, собственост на „Булгартрансгаз" ЕАД.

- **Проекти от общ интерес (PCI)**

На 18 ноември 2015 г. Европейската комисия прие и публикува втория списък със 195 ключови енергийни инфраструктурни проекти, които ще допринесат за постигането на европейските цели в областта на енергетиката и климата. Проектите представляват основни градивни елементи на енергийния съюз на ЕС. Списъкът включва 108 електроенергийни проекта, 77 газови проекта, 7 петролни проекта и 3 проекта за интелигентни енергийни мрежи. Чрез включването на даден проект в списъка с проекти от „общ интерес" (PCI) в сектор природен газ, ЕК го идентифицира като инвестиция с особено значение за сигурността и диверсификацията на доставките на природен газ в Европа, както и за изграждането на интегриран и конкурентен пазар.

Проектите от общ интерес, чиито организатор е „Булгартрансгаз" ЕАД, са следните:

- ✓ **PCI 7.4.2 Междусистемна връзка Турция – България (ITB)**

Междусистемна връзка Турция – България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз" ЕАД (България) и „Боташ" (Турция), чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите и по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията.

ITB представлява нов сухопътен газопровод в участъка между село Лозенец и българо-турската граница в района на с. Странджа (успореден на съществуващия транзитен газопровод) с дължина на българска територия около 76 км., диаметър на тръбата 700 мм. и капацитет около 3 млрд. м^3/г. Предвижда се изграждане на компресорна станция Лозенец-2, в близост до съществуващите компресорни мощности в района на с. Лозенец. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация е 2020 г.

На 3 април 2015 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа споразумение за безвъзмездно финансиране № INEA/CEF/ENER/M2014/0014 по програмата Механизъм за свързване на Европа (Connecting Europe Facility – CEF) за изпълнението на „Предпроектно проучване за проект „Междусистемна връзка Турция-България", като максималният размер на финансовата подкрепа е до 190 хил. евро.

Предпроектното проучване е завършено в началото на 2016 г.

През м. април 2016 г. резултатите от предпроектното проучване бяха съобщени на турската страна.

През м. октомври 2016 г. в Националния компетентен орган по смисъла на Регламент (ЕО) № 347/ 2013 – Министерство на енергетиката, е внесено Уведомление за

предприети първоначални действия за стартиране на процеса по издаване на разрешения за проекта.

През м. ноември 2016 г. към финансиращата институция INEA беше внесен финален отчет, верифициран от страна на Министерство на енергетиката. Очаква се документът да бъде одобрен от финансиращата институция в началото на 2017 г., в резултат от което да бъде изплатена и сумата, представляваща окончателното плащане по Споразумението за безвъзмездна помощ.

✓ PCI 6.8.2 Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система

PCI 6.8.2 е комплексен проект за модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България, включващ следните видове дейности:

- Модернизация и рехабилитация на компресорни станции;
- Инспекции за установяване и характеризиране състоянието на газопроводите;
- Ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции;
- Разширяване и модернизация на съществуващата газопреносна мрежа;
- Внедряване на системи за оптимизиране процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Модернизацията, рехабилитацията и разширението на съществуващата газопреносна инфраструктура ще гарантират сигурен и надежден пренос на природен газ, ще подобрят ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система и ще осигурят необходимите капацитети и налягания. С изпълнението на планираните дейности ще бъдат осигурени технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни и изходни точки и възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес.

PCI 6.8.2 е приоритетен проект и за инициативата на Европейската комисия за газова свързаност в региона на Централна и Югоизточна Европа (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - CESEC).

Предвид естеството на дейностите и времевата рамка на проекта, той е разделен на 3 фази на изпълнение, които обхващат следните дейности:

- Фаза 1: Обединява първоначалните действия предприети по проекта, които са стартирали в периода 2013-2015 г. и които Дружеството вече е изпълнило или изпълнява към момента, финансирайки ги със собствени средства.
- Фаза 2: Включва действия, представляващи основна част от проекта, които са стартирани през 2016 г. и представляват естествено и логично продължение на Фаза 1.

- Фаза 3: Инфраструктура под условие, необходима след вземане на окончателно инвестиционно решение за реализиране на етап 2 от проект „Междусистемна връзка България-Сърбия" (IBS), свързан с увеличение на капацитета на интерконектора.

През 2016 г. са изпълнени следните дейности по реализация на мащабния и комплексен проект за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система:

Фаза 1:

- ***Мероприятия по привеждане в съответствие на КС „Лозенец", КС „Ихтиман", КС „Странджа" и КС „Петрич" с изискванията на Комплексните разрешителни – подмяна на газотурбинните агрегати с нови нискоемисионни***

Договорът е завършен през 2016 г., като за строежите са издадени Разрешения за ползване, както следва:

- **КС „Ихтиман"**

Реконструираната компресорна станция (КС) „Ихтиман" и изградения нов газотурбинен агрегат са въведени в експлоатация на 09 октомври 2015 г.

- **КС „Лозенец"**

Реконструкцията на КС „Лозенец" е завършена на 07 март 2016 г., като стойността ѝ възлиза на близо 70 млн. лв.

Компресорна станция "Лозенец" е включена в трасето на преминаващия през българска територия транзитен газопровод за Турция, Гърция и Македония. Реконструкцията на обекта включва разширение на наличната площадка и инсталиране на два нови газотурбинни компресорни агрегата в съседство с наличното оборудване, с което се увеличава мощността на горивната инсталация. Изградени са и два нови компресорни цеха. Модернизацията на съоръженията се изпълнява от "Главболгарстрой", а доставката на оборудването е на американската компания Солар Турбайнс.

- **КС „Странджа"**

На 30 март 2016 г. Булгартрансгаз" ЕАД въведе в експлоатация третата от четирите модернизирани компресорни станции. Реконструкцията на КС „Странджа" възлиза на близо 70 млн. лв.

КС „Странджа" е включена на изхода на трасето на преминаващия през страната транзитен газопровод за Турция, възстановява загубите на налягане и осигурява договорените параметри на предаване на природен газ на българо-турската граница. С модернизацията на обекта се гарантира намаляване на отделяните емисии и привеждане в съответствие с европейските екологични норми. Намалява се рискът от непланирани ремонти; подобрява се техническото състояние и се повишава експлоатационния ресурс.

- **КС „Петрич"**

На 09 юни 2016 г. бе въведен в експлоатация завършеният проект за модернизация на компресорна станция "Петрич", който е на стойност близо 35 млн. лв. С извършените реконструкции за първи път се осигурява техническа възможност, при необходимост, да бъдат получени по-голям обем доставки от терминала за втечнен природен газ на Ревитуса в Гърция. В резултат на реализирания от „Булгартрансгаз" ЕАД проект значително се подобрява сигурността на доставките на природен газ в България, чрез осигуряването на нов газопреносен коридор за доставки в случай на извънредни събития.

- ***Газопровод „Лозенец – Недялско"***

Изграждането на 20 км газопроводна отсечка КС „Лозенец – Недялско" се реализира с цел повишаване на сигурността и капацитетните възможности на съществуващата транзитна газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз" ЕАД.

На 05 юли 2016 г. с изх. № РС–32 на МРРБ е получено Разрешение за строеж, което е влязло в сила на 29.07.2016 г. На 18.08.2016 г. е подписан Протокол обр. 2 за откриване на строителна площадка и определяне на строителна линия и ниво за строежи на техническата инфраструктура.

Предвижда се подобект „Газопровод Лозенец-Недялско" да бъде завършен през 2018 г.

- ***Доставка и внедряване на софтуер за управление интегритета на газопроводите (PIMS Софтуер)***

PIMS Софтуерът, чрез който се извършва събиране, интегрирана обработка и анализ на данни за газопроводи, ще бъде използван за подпомагане на ефективното управлението на интегритета на газопроводната мрежа на „Булгартрансгаз" ЕАД, което управление се основава на международно възприети стандарти и насоки EN 16348:2013, ASME B31.8S:2012.

През 2015 г. е проведена открита процедура за възлагане на обществена поръчка, в резултат на която е сключен Договор № 2314 от 08.01.2016 г. Към края на 2016 г. е приключило внедряването на софтуера за управление интегритета на газопроводите.

- ***Доставка и внедряване на Географска информационна система (ГИС)***

За „Булгартрансгаз" ЕАД е налице необходимост от внедряване и използване на географска информационна система при организиране и управление на техническото осигуряване на транзитния пренос, преноса и съхранението на природен газ в Р. България.

През 2015 г. е проведена открита процедура за възлагане на обществена поръчка, в резултат на която е сключен Договор № 2394 от 18.03.2016 г. за внедряване на ГИС. До края на 2016 г. са извършени доставка на техническо оборудване (системен софтуер, хардуер и прилежащи компоненти) изграждане на техническата инфраструктура необходима за функциониране на ГИС.

Фаза 2:

На 27 април 2016 г. между „Булгартрансгаз" ЕАД и Изпълнителна агенция иновации и мрежи (INEA) се подписа грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2015/1119568 за финансиране по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF) изпълнението на Действие „Подготвителни дейности във връзка с изпълнението на проект от общ интерес 6.8.2, Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газова инфраструктура в България". Размерът на безвъзмездното финансиране съгласно споразумението е 50% от сумата на действието – до 850 хил. евро. Дейностите, които се изпълняват с безвъзмездно съ-финансиране, са следните:

- ***Етап 2 от модернизацията на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя ГТКА***

Едната от дейностите, съ-финансирани от Механизъм за свързване на Европа (CEF) е за изготвяне на „Подготвително (прединвестиционно) проучване с технико-икономически анализ на състоянието на техническото оборудване на три компресорни станции – КС „Лозенец", КС „Ихтиман" и КС „Петрич" и необходимост от модернизация".

Към края на 2016 г. е избран външен изпълнител на дейността, сключен е договор и е започнато разработването на прединвестиционното проучване.

- ***Рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км***

Втората дейност, съфинансирана от CEF е „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията и подсилването на северния полупръстен на газопреносната система с прединвестиционни проучвания и инвестиционно проектиране за строеж „Подмяна на Преносен (магистрален) газопровод в участъка „ОС Беглеж- КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово".

Към края на 2016 г. е избран външен изпълнител на дейността, сключен е договор и са стартирали дейностите по проектиране.

- ***Провеждане на инспекции***

Към края на 2016 г. са приключени дейностите, съфинансирани от CEF, за извършване на „Вътрешнотръбна инспекция с геометрично бутало и с технология на разсеян магнитен поток (MFL технология) или еквивалентна, на два участъка от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз" ЕАД, участък ОС Кардам – ОС Лозенец с външен диаметър DN 1220 (48") и дължина 184 км и участък ОС Батулци – ОС Враца с външен диаметър 520 (20") и дължина 37 км".

В рамките на втората за 2016 г. кампания за прием на проектни предложения по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF Energy 2016 Call 2) „Булгартрансгаз" ЕАД кандидатства за съфинансиране на действието „Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на газопреносната система в участъка ОС Вълчи Дол - ЛКВ Преселка" в размер на 182 хил. евро.

- ✓ **PCI 6.20.2 Разширение капацитета на ПГХ „Чирен"**

Проектът „Разширение капацитета на ПГХ "Чирен" предвижда поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на България газохранилище, с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ, повишени налягания в газовия резервоар и по-големи средни денонощни дебити за добив и нагнетяване. Проектът предвижда увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м^3 и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 – 10 млн. м^3/ ден.

На 23 октомври 2015 г. „Булгартрансгаз" ЕАД подписа Грантово споразумение № INEA/ CEF/ ENR/ M2015/ 1029442 за съ-финансиране на Действие „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура" чрез програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF). Споразумението предвижда изпълнението на две оперативни дейности – Дейност 1 „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура" и Дейност 2 „Контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни. Одобрената финансова помощ по цялото Действие е в размер на до 3,9 млн. евро.

Към края на 2016 г. не е избран изпълнител по водещата оперативна Дейност 1, което предстои да бъде извършено през следващата година. Избран е изпълнител по оперативна Дейност 2, с който е подписан договор.

На 03 ноември 2016 г. Дружеството подписа Грантово споразумение № INEA/CEF/ENER/M2016/1147252 за съфинансиране на проект „Внедряване на софтуерен продукт за моделиране и определяне на оптималните режим на експлоатация на ПГХ „Чирен" във връзка с неговото разширение" от Механизъм за свързване на Европа (CEF) с максимален размер на съфинансирането от 130 хил. евро.

- ✓ **PCI 6.25.4 Проект за изграждане на газов хъб в България (Инфраструктура, която да позволи развитието на българския газов център)**

Във връзка с изпълнението на PCI 6.25.4, свързан с изграждане на газов хъб „Балкан", през м. декември 2015 г. бе създадена съвместна работна група (състояща се от представители на Правителството на България, Европейската комисия и експерти от газовия сектор), чиято основна задача бе да подкрепи развитието на търговска концепция, бизнес и финансов план за Газов хъб „Балкан". В периода декември 2015 г. – юни 2016 г. в София и Брюксел бяха проведени редица срещи с цел оценка на законовите, регулаторните и финансови аспекти на проекта. Основните задачи на Работната група бяха фокусирани върху идентифицирането на решения за необходимата техническа инфраструктура, основните източници на природен газ, както и основните изходни направления и потенциални пазари за доставка. Обсъдени бяха и широк кръг въпроси, свързани с регулаторна рамка и търговска среда, целящи улеснено свързване между България и останалата част от Югоизточна Европа.

В периода от 4-ти до 6-ти септември 2016 г., в град Варна бе проведена инвеститорска кръгла маса, по време на която „Булгартрансгаз" ЕАД представи пред заинтересовани страни концепцията за изграждане на газоразпределителен център „Балкан" на

територията на България. В събитието участваха министър-председателят Бойко Борисов, заместник министър-председателят по европейските фондове и икономическата политика Томислав Дончев, министърът на енергетиката Теменужка Петкова, председателят на комисията за енергийно и водно регулиране Иван Иванов и други. От страна на Европейската комисия присъстваха генералният директор на Главна дирекция „Енергетика" към ЕК Доминик Ристори, както и директорът на Дирекция „Вътрешен енергиен пазар" Клаус-Дитер Борхард. Целевата аудитория на инвеститорската кръгла маса включваше представители на добивни компании, преносни оператори, ACER, EBRD, EIB, Проектни компании (TAP, TANAP, ICGB), инвестиционни фондове, инвестиционни банки, международни финансови институции, финансови консултанти и др.

Във връзка с идентфицираната следваща стъпка от изпълнението на проекта, отнасяща се до необходимостта от провеждане на предпроектно проучване, през м. ноември 2016 г. „Булгартрансгаз" ЕАД кандидатства по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF) с Действие „Предпроектно проучване за проекта български газов хъб „Балкан" за съфинансиране в размер до 920,5 хил. евро.

- ✓ **PCI 6.25.1. Проект Eastring – България**

По време на 14-та годишна конференция на Gas Infrastructure Europe в София, чиито домакин в периода 9-10 юни 2016 г. бе „Булгартрансгаз", „Булгартрансгаз" ЕАД и Eustream подписаха 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.

На 13 юли 2016 г. в Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между българското Министерство на енергетиката и словашкото Министерство на икономиката. Документът изразява подкрепата на двете страни за проекта, в съответствие със законодателството на ЕС. Чрез него двете страни признават необходимостта от съвместна координирана работа за реализацията му. В Меморандума е записано още, че двете страни ще идентифицират всички междуправителствени и други споразумения, които се отнасят до проекта, чието сключване ще бъде необходимо, когато той навлезе в обвързваща фаза.

По инициатива на координиращата процеса страна – Eustream през м. септември 2016 г. бяха стартирани съвместни обсъждания с останалите участници в проекта Eastring, с цел да бъдат изготвени документи за кандидатстване за предпроектно проучване по проекта, в рамките на активния втори за 2016 г. прозорец по програма Механизъм за свързване на Европа (CEF). „Булгартрансгаз" ЕАД заяви своята ангажираност като оказа необходимата експертна помощ в процеса по съвместното изготвяне на необходимите формуляри, а в последствие официално утвърди финалната версия на документацията за кандидатстване и предостави Писмо за подкрепа, с което изразява съгласие Eustream да се яви като кандидат за безвъзмездна помощ за предпроектно проучване за проект Eastring в рамките на кампанията CEF Call 2016-2.

- **Проекти, съфинансирани от Европейска банка за възстановяване и развитие (ЕБВР)**

През м. май 2014 г. „Булгартрансгаз" ЕАД и Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) сключиха Договор за грант № 057, с който се отпуска безвъзмездна финансова помощ от Международен Фонд „Козлодуй" за изграждане на три преносни газопровода с автоматични газорегулиращи станции (АГРС) до Свищов, Панагюрище, Пирдоп, Банско и Разлог. Общата стойност на трите проекта се оценява на 21,79 млн. евро, от които безвъзмездната финансова помощ от Международен Фонд „Козлодуй" е в размер на 11 млн. евро. Съфинансирането от "Булгартрансгаз" ЕАД е в размер на 10,79 млн. евро.

Договорът е подписан в резултат на решението на Асамблеята на донорите на Международен фонд „Козлодуй", за постигането на което Министерството на енергетиката има ключова роля, водейки активни и последователни преговори за разглеждане на трите отклонения като проекти с висока степен на икономическа и социална значимост.

Развитието на газопреносната мрежа в страната с трите нови газопроводни отклонения, ще даде възможност за газификация на общините Свищов, Пирдоп, Панагюрище, Банско и Разлог. Реализирането на проектите ще позволи доставката на природен газ и до още седем други общини – Белене, Никопол, Златица, Стрелча, Мирково, Чавдар, Челопеч чрез изграждане на газоразпределителни мрежи от тези отклонения.

✓ **<u>Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог</u>**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина 40 км. и диаметър 273 мм. Предвидено е изграждане на 1 бр. автоматична газорегулираща станция. Общата стойност на проекта е 9,68 млн. евро, от които 4,84 млн. евро, финансирани от Международен Фонд „Козлодуй". Освен двете общини Банско и Разлог се очаква да бъдат газифицирани и градовете Баня и Добринище.

Очаква се подписване на договор с проектанта „Газтек-Поввик" ДЗЗД (за изготвяне на технически и работен проект, ПУП-ПП и ОВОС) по правилата на ЕБВР. Избраният проектант актуализира изходните данни, с цел определяне на най-подходящите варинти на трасе.

✓ **<u>Преносен газопровод с АГРС до Панагюрище – Пирдоп</u>**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина 62 км. и диаметър 273 мм. Предвидено е изграждане на 2 бр. автоматични газорегулиращи станции. Общата стойност на проекта е 7,2 млн. евро, от които 3,6 млн. евро финансирани от Международен Фонд „Козлодуй". С реализирането на проекта се очаква да газифицират общо 7 общини - Пирдоп, Златица, Панагюрище, Стрелча, Мирково, Чавдар и Челопеч, разположени в региона "Централно Средногорие".

Избраният проектант е представил за одобрение трите първоначални варианта на трасето на газопровода. Избран е предпочитан вариант, който е съгласуван с всички заинтересовани страни. Внесено е уведомление до МОСВ за инвестиционно намерение.

Съгласно Решение на МОСВ №2-ПР/2016 г. следва да се извърши ОВОС и оценка на степента на въздействие.

✓ **Преносен газопровод с АГРС до Свищов**

Планирано е газопроводът да бъде с дължина 39 км. и диаметър 200 мм. Предвидено е изграждане на 1 бр. автоматична газорегулираща станция. Общата стойност на проекта се очаква да възлиза на 4,72 млн. евро, от които 2,36 млн. евро, финансирани от Международен Фонд „Козлодуй". С изпълнението на проекта се очаква да се реализира газификацията на общо 3 общини - Свищов, Белене и Никопол, разположени в региона на Централна Северна България, на брега на р. Дунав.

Очаква се становище "без възражение" на ЕБВР за подписване на договора с класирания на първо място Кандидат от тръжната процедура за избор на проектант (за изготвяне на технически и работен проект) по правилата на ЕБВР.

- **Проекти, съфинансирани от „Европейската енергийна програма за възстановяване" /ЕЕПВ/**

✓ **Междусистемна газова връзка България – Румъния (IBR)**

Проектът „Междусистемна газова връзка България-Румъния" (IBR) е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз" ЕАД и „Трансгаз" С.А., съгласно подписан на 01 юни 2009 г. Меморандум за разбирателство. Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15,4 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход под р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/год., а минималният 0,5 млрд. м³ /год., диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 54 bar.

Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23 823 836 евро. Съгласно Решение на ЕК C(2010)5962 от 06.09.2010 г. на двете компании е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване" /ЕЕПВ/ в размер до 8 929 000 евро.

На 11 ноември 2016 г. интерконекторът между България и Румъния бе въведен в експлоатация.

7. СЪБИТИЯ, НАСТЪПИЛИ СЛЕД ДАТАТА НА ФИНАНСОВИЯ ОТЧЕТ

Няма събития, настъпили след края на отчетния период, които да изискват и/или налагат корекции или допълнително оповестяване във финансовия отчет на Дружеството за годината, приключваща на 31 декември 2016 г.

8. БЪДЕЩО РАЗВИТИЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, има потенциал да се превърне в един от ключовите елементи за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

„Булгартрансгаз" ЕАД е собственик и оператор на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, част от единната общоевропейска газова мрежа. Дружеството работи в условия на динамично променящ се световен и респективно европейски енергиен сектор.

Очаква се в близките години броят на входните точки, през които постъпва газ в газопреносната мрежа да се увеличи значително във връзка с развитието на проектите за междусистемни връзки с Гърция, Турция, Сърбия. Те, заедно с въведената в експлоатация през 2016 г. нова връзка с Румъния, ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към България от Гърция и Турция и ще осигурят възможност за достъп до и доставки на газ и от LNG терминалите в страните.

В региона се разглеждат и следните други идейни газови проекти, които биха оказали влияние върху развитието на пазара, повишаването на диверсификацията и сигурността на газовите доставки и респективно върху развитието на инфраструктурата: концепцията за изграждане на газоразпределителен център на територията на Р България - Газов хъб „Балкан"; идейният проект за реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия – Eastring; проекти от Южния газов коридор; „Южен поток", който към момента е преустановен и др.

Във връзка със засилените работи по проучване на местни залежи от природен газ и предоставени концесии за разработка на находищата на територията на страната (както сухоземни, така и в шелфа на Черно море), се очаква в следващите 10-15 години делът на местния добив да се повиши, в т.ч. и след доказването на ресурсите в блок „А-Ловеч" – Койнаре, участък Девенци чрез прокарване на сондажи и провеждане на изпитния в тях, както и след доказване на потенциала на блок Галата, отново чрез провеждане на изпитания в сондажите (новопрокарани и стари).

Към момента ПГХ „Чирен" се разглежда предимно като хранилище с местно значение и като основен инструмент за гарантиране сигурността на доставките, но в по-дългосрочен времеви хоризонт перспективите са неговото превръщане в търговско хранилище със съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване ползите за потребителите на природен газ в интегрирания и взаимосвързан регионален пазар. Развитието на новите и планираните междусистемни връзки с Румъния, Турция, Гърция и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен" да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи.

Въпреки относително ниския дял в крайното енергийно потребление, газът е значим природен ресурс с потенциал за увеличаване на дела му в общото енергийното потребление на страната през следващите години. Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е нисък в сравнение с други газови пазари, но е с непрекъснат тренд на увеличение. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и нови небитови потребители, е приоритет в Енергийната стратегия на България, респективно в дейността на „Булгартрансгаз" ЕАД.

Описаните перспективи са в основата на целите и инвестиционните планове на „Булгартрансгаз" ЕАД.

ИЗПЪЛНИТЕЛЕН ДИРЕКТОР
Георги Гегов

Съгласували:
Началник управление „Финансово икономическо":
/Камен Манев/

Зам. началник управление „Финансово икономическо":
/ Л. Любенов/