

# УКАЗАНИЯ ЗА ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП И СЪХРАНЕНИЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ В СЪОРЪЖЕНИЯ ЗА СЪХРАНЕНИЕ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД НА РЕГУЛИРАНЕ "НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА"

*Издадени от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране*

**Обн. ДВ. бр.2 от 9 Януари 2015г.**

## **Глава първа. ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ**

Чл. 1. С тези указания се определят начинът за образуването на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при регулирането им от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (комисията) съгласно ЗЕ и Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (наредбата) (ДВ, бр. 33 от 2013 г.), както и видът, формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването, която лицензираните дружества задължително представят при подаване на заявлението за цени.

Чл. 2. Методът за ценово регулиране на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение е "норма на възвръщаемост на капитала" съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от наредбата, при който комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторния период.

Чл. 3. Регулаторният период е не по-кратък от една година. Следващ регулаторен преглед се извършва по решение на комисията или по заявление на оператора на съоръжение за съхранение на природен газ (оператора) при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

Чл. 4. Цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените от комисията необходими годишни приходи в съответствие с чл. 9 от наредбата и утвърдените параметри за съхранение за съответния период.

Чл. 5. По време на ценови период цените могат да бъдат променяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

Чл. 6. Заявлението за утвърждаване на необходими годишни приходи и цени включва информация за базисната година и прогнозна информация за регулаторния период, в т.ч. постоянни и променливи разходи, прогнозни количества и капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ и други, подробно обосновани с допълнителни данни и документи. Към заявлението се прилагат:

1. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;
2. финансово-счетоводна информация в съответствие с чл. 4 от наредбата за базисната година;
3. технико-икономически данни в съответствие с чл. 15;
4. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;
5. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Чл. 7. Базисна година е предходната календарна година или 12-месечен отчетен период.

Чл. 8. Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ представя отчетна

информация за всички ценообразуващи елементи, приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година ведно с подробна обосновка. Отчетната информация трябва да е разработена в съответствие с изискванията на чл. 37 ЗЕ за отделна отчетност между регулираните и нерегулираните дейности, както и отделна отчетност за всяка регулирана дейност, в съответствие с Правилата за водене на разделното счетоводство за регулаторни цели.

Чл. 9. Прогнозната информация за регулаторния период се базира на резултатите от базисната година, като операторът обосновава всяка промяна по отношение на ценообразуващите елементи спрямо отчетените чрез представяне на необходимите документи, технико-икономическа обосновка и други данни по преценка на оператора или по искане на комисията.

Чл. 10. Неразделна част от заявлението за утвърждаване на цени са приложенията във вид на таблици (справки) по утвърдени от комисията образци, които съдържат минималните изисквания за вида и обема на предоставяната информация. Справките се попълват в съответствие с тези указания и Правилата за водене на разделното счетоводство за регулаторни цели по видове дейности.

Чл. 11. Всички справки са обобщени в електронни таблици със съответните формули и връзки за изчисления и представляват електронен модел. При необходимост по преценка на оператора може да се представя допълнителна информация в справките чрез добавяне на редове и/или колони, но не могат да се заличават редове или колони в таблиците.

Чл. 12. По искане на комисията или при необходимост от допълнителна обосновка операторът представя към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи.

Чл. 13. Справките се представят на хартиен и електронен носител, като тези на хартиен носител трябва да бъдат подписани от лице с представителна власт и главен счетоводител и да бъдат подпечатани с печата на оператора на съоръжение за съхранение на природен газ.

Чл. 14. Справките представят цялата информация, необходима за образуването на предложените от лицензирания оператор цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение.

Чл. 15. Справките по тези указания, които се прилагат към заявленията за утвърждаване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, са следните:

1. Справка № 1А и № 1Б "Амортизационен план";
2. Справка № 2 "Годишни разходи";
3. Справка № 3 "Необходим оборотен капитал";
4. Справка № 4 "Норма на възвръщаемост на капитала";
5. Справка № 5 "Възвръщаемост на регулаторна база на активите";
6. Справка № 6 "Разпределение на активите по дейности";
7. Справка № 7 "Необходими годишни приходи";
8. Справка № 8 "Капацитети за нагнетяване, съхранение и добив, прогнозни количества";
9. Справка № 9 "Цени за достъп и съхранение на природен газ".

## **Глава втора. ЦЕНООБРАЗУВАЩИ ЕЛЕМЕНТИ**

### **Раздел I. Необходимими годишни приходи**

Чл. 16. Цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се образуват за прогнозния период на принципа на възстановяване на необходимите приходи за дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение.

Чл. 17. Необходимите годишни приходи за дейността съхранение на природен газ (НГП) се определят по формулата:

$$НГП = УПОР + А_m + ПР + (РБА * НВ)$$

, където:

УПОР са прогнозни условно-постоянни оперативни годишни разходи за дейността по съхранение на природен газ;

А<sub>m</sub> - разходи за амортизация, отчетени за базисната година съгласно чл. 30;

РБА - регулаторна база на активите;

НВ - норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;

ПР - прогнозни променливи годишни разходи за съхранение на природен газ.

Чл. 18. При налагане на задължения към обществото за резервиране на определени капацитети за добив, нагнетяване и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение за цели, свързани със сигурността на снабдяването и покриване на сезонната неравномерност, комбинираният оператор, който извършва дейността съхранение на природен газ, може да отдели част от необходимите приходи за дейността, които да бъдат покривани чрез ценова компонента към услугата по преноса и/или разпределението на природен газ, съгласно чл. 11 от наредбата.

Чл. 19. Когато комбиниран оператор извършва дейност по съхранение в съоръжение за съхранение - негова собственост, на количества природен газ, необходими за осигуряване на цялостност на системата при осъществяване на дейността му по пренос, той посочва тези необходими приходи в заявлението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение ведно с подробна обосновка за начина на формиране на тези приходи и съответни доказателства.

Чл. 20. Отделените необходими приходи по чл. 18 се определят от оператора на съоръжение за съхранение в зависимост от необходимите капацитети за съхранение, добив и нагнетяване и се посочват в заявлението за утвърждаване на цени за достъп и съхранение ведно с подробна обосновка за начина на формиране на отделените необходими приходи и съответни доказателства.

Чл. 21. Цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените необходими годишни приходи, коригирани с отделените необходими приходи по чл. 18 и с тези по чл. 19, признати от комисията.

## **Раздел II.**

### **Годишни разходи**

Чл. 22. Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ представя подробна информация за годишните разходи съгласно изискванията на чл. 10 от наредбата.

Чл. 23. Операторът представя информация за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията. Отделно се посочват и разходите за нерегулирани дейности.

Чл. 24. Прогнозните разходи за дейността са разходи, пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, за период една година, като включват условно-постоянни оперативни разходи (УПОР), променливи разходи и годишни разходи за амортизация.

Чл. 25. Условно-постоянните оперативни разходи включват прогнозните оперативни разходи, необходими за извършване на дейността по съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества

нагнетен/добит/съхранен природен газ. В това число се включват:

- разходи за материали;
- разходи за външни услуги;
- разходи за ремонти;
- разходи за заплати и възнаграждения;
- разходи за социални осигуровки;
- социални разходи;
- други разходи.

Чл. 26. Условно-постоянните оперативни разходи се групират в основни групи по икономически елементи, като във всяка група се изброяват детайлно всички конкретни видове разходи според съществуващата аналитичност в дружеството - оператор на съоръжение за съхранение на природен газ.

Чл. 27. Разходите за ремонт се формират от сумата на текущите разходи за ремонт без разходите, които увеличават стойността на активите. Стойността на разходите за труд, материали и други, които са част от разходите за ремонт, не се включва в останалите групи разходи от справката.

Чл. 28. Променливите разходи включват разходи, пряко зависими от прогнозните количества природен газ за добив, нагнетяване и съхранение. Видовете променливи разходи се групират по икономически елементи.

Чл. 29. В състава на разходите за дейността се включват и технологични разходи по съхранението на природен газ.

Чл. 30. Разходите за амортизация включват разходи за амортизация на дълготрайните активи, които се използват и имат полезен живот и с които се извършва лицензионната дейност. Разходите за амортизация се изчисляват на основата на обосноваван от оператора и признат от комисията икономически и технически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод за амортизация.

Чл. 31. Оператор, използващ акцизни горива в процеса на нагнетяване, съхранение и добив на природен газ, представя и обосновава разходите за акцизи в съответствие с разпоредбите на Закона за акцизите и данъчните складове и актовете по прилагането му.

Чл. 32. Разходите за дейността не включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

1. разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
2. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи или от комисията;
3. разходи, свързани с неустойки и други плащания вследствие на неизпълнение по сключени договори, лихви за забавяне;
4. разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите;
5. разходи за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии, за задължения по смисъла на чл. 38 и 39 от Закона за корпоративното подоходно облагане;
6. разходите по чл. 204 от Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 ЗКПО;
7. разходи за дарение и неизползвани отпуски;
8. всички други разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от енергийното предприятие;
9. разходи, за които комисията обосновава приемане, че не са в интерес на клиентите или не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност;
10. текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

Чл. 33. Към предложението за утвърждаване на цени се представя подробна писмена обосновка за начина на прогнозиране на разходите. Операторът представя детайлно всички други разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност и не са описани в справките към указанията.

Чл. 34. Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на предоставени доказателства за всички или отделни разходи и на база на сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международна практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулиране по ЗЕ.

### Раздел III.

#### Регулаторна база на активите за съхранение на природен газ

Чл. 35. Регулаторната база на активите е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността съхранение на природен газ, осъществявана от оператора на съоръжения за съхранение. Регулаторната база на активите включва активи, придобити възмездно и пряко свързани с дейността по съхранението на природен газ, и се изчислява съгласно чл. 12 от наредбата по следната формула:

$$РБА = А - Ф - А_m + НОК$$

, където:

А е призната стойност на активите към края на базисната година, които се използват и имат полезен живот;

Ф - стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

А<sub>м</sub> - натрупана амортизация към края на базисната година на активите, с които се извършва лицензионната дейност;

НОК - необходим оборотен капитал за първата година от регулаторния период.

Чл. 36. Признатата стойност на активите (А), които се използват и имат полезен живот, е признатата от комисията отчетна стойност на дълготрайните активи (ДА), пряко свързани с дейността съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение, към края на базисната година.

Чл. 37. В признатата стойност на дълготрайните активи, свързани с дейността, не се включват:

1. разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство;
2. активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани пряко с лицензионната дейност;
3. активи, които не са свързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или са отдадени под наем, изведени от експлоатация и др.;
4. стойност на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в т.ч. и на преоценени активи.

Чл. 38. Необходимият оборотен капитал като част от РБА отразява резултатите от проучване за необходимите средства за поддържане на достатъчен размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. Операторът представя проучване за необходимия оборотен капитал за период не по-кратък от една година.

Чл. 39. Оборотният капитал се изчислява на основата на т. нар. "нетен цикъл на оборотния капитал", на база дните, за които операторът възвръща изразходваните парични

средства, пряко свързани с дейността по съхранение на природен газ, чрез получаването на съответните постъпления. Операторът представя проучването като елемент от предложението за цени.

Чл. 40. Необходимият оборотен капитал се определя като утвърдена от комисията част от паричните разходи, пряко свързани с лицензионната дейност, която да съответства на нетния цикъл на оборотния капитал за една година, по следната формула:

$$НОК = \frac{ГПР}{N_{ПС}}$$

, където:

ГПР са годишни парични разходи;

$N_{ПС}$  - среден брой цикли на паричните средства за една година.

Чл. 41. Годишните парични разходи (ГПР) се изчисляват на основата на утвърдените условно-постоянни и променливи оперативни разходи за дейността.

Чл. 42. В случай че оператор не представи информация и необходимите документи по чл. 39 и 40 или комисията приеме, че предложената стойност на оборотния капитал е необоснована, оборотният капитал се определя като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността.

#### Раздел IV.

#### Норма на възвръщаемост на капитала

Чл. 43. Нормата на възвръщаемост (НВ) на капитала е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Чл. 44. Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане съгласно чл. 13, ал. 2 от наредбата по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left( \frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК}$$

, където:

НВ е норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, в %;

$Д_{СК}$  - дял на собствения капитал в общия капитал, в %;

$НВ_{СК}$  - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС - корпоративен данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, в %;

$Д_{ПК}$  - дял на привлечения капитал в общия капитал, в %;

$НВ_{ПК}$  - норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Чл. 45. Нормата на възвръщаемост на капитала се изчислява за общия капитал на лицензираното дружество оператор.

Чл. 46. Делът на съответния капитал в общия капитал представлява относителното тегло на съответния капитал (собствен и привлечен) спрямо общия капитал в съответствие със стойностите в счетоводния баланс към края на базисната (базовата) година.

Чл. 47. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя на база на проучване за цената на собствения капитал, прието от комисията.

Чл. 48. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

Чл. 49. Собственият капитал не включва финансовия резултат за текущия период (печалба или загуба) от дейността на дружеството оператор.

Чл. 50. Привлеченият капитал включва възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг в съответствие с годишния финансов отчет за последната отчетна година.

Чл. 51. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви по договорите за заем и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. В случаите, когато е сключен договор за финансов лизинг и не е посочен постоянен лихвен процент, комисията след предложение на оператора определя среден лихвен процент за целия период в рамките на срока на договора.

Чл. 52. Комисията може да определи пределна пазарна цена на привлечения капитал на основа на статистически данни за пазарните й величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

### **Глава трета.** **ЦЕНИ И ТАРИФНА СТРУКТУРА**

Чл. 53. Тарифната структура на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение се предлага от оператора при спазване на реда и условията на тези указания и наредбата.

Чл. 54. Цената за услугите по предоставяне на достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение може да включва следните компоненти: ценова компонента за капацитет за нагнетяване, ценова компонента за капацитет за добив, ценова компонента за капацитет за съхранение, ценова компонента за реално нагнетени, съхранени и добити количества природен газ. Услугите по достъпа до съоръженията за съхранение могат да бъдат заплащани и посредством цена за интегриран продукт.

Чл. 55. Цените от тарифната структура могат да включват:

1. цена за достъп (компоненти за капацитет), която се определя за правото на ползвателя на съоръжението за съхранение да използва съответния капацитет:

1.1. ценова компонента за капацитет за съхранение, която се определя в левове за единица капацитет от търговския обем на съоръжението за съхранение, изразен в натурална единица (хиляди кубически метри) или в енергийна единица (MWh) за периода на сключения договор за съхранение на природен газ;

1.2. ценова компонента за капацитет за нагнетяване, която се определя в левове за единица капацитет за нагнетяване, изразен в натурална единица (хиляди кубически метри/ден) или в енергийна единица (MWh/ден) за периода на нагнетяване съгласно сключен договор за съхранение на природен газ;

1.3. ценова компонента за капацитет за добив, която се определя в левове за единица

капацитет за добив, изразен в натурална единица (хиляди кубически метри/ден) или в енергийна единица (MWh/ден) за периода на добив съгласно сключен договор за съхранение на природен газ;

2. цена за съхранен природен газ (компонента за съхранение), която се определя за реалните количества нагнетен, съхранен и добит природен газ, в левове за хиляда кубически метра или в левове за MWh;

3. при прилагане на интегрирани продукти (комбинация от капацитет за нагнетяване, капацитет за добив и капацитет за съхранение в един продукт, изразен в "стандартни единици на интегрирания продукт") операторът образува цена за единица интегриран продукт в левове.

Чл. 56. Операторът прави прогноза за реализацията на предлаганите от него продукти по предоставяне на капацитет за съхранение на природен газ за регулаторния период в зависимост от наличните капацитети, данни от предходни периоди и заявки за съхранение на природен газ.

Чл. 57. Със заявлението за утвърждаване на цени операторът внася прогнозни данни за обемите реализирани услуги по предоставяне на капацитет, както и прогнозните количества природен газ за добив/нагнетяване и съхранение.

Чл. 58. С цел образуване на цената за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение необходимите годишни приходи, определени за търговско съхранение на природен газ, се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура.

Чл. 59. С цел образуване на цена за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение необходимите приходи по чл. 21 за търговско съхранение на природен газ се алокират по компонентите на цената, така че сборът от алокираните необходими приходи по компоненти да бъде равен на изчислените необходими приходи.

Чл. 60. Компонентата за съхранен природен газ в цената за достъп и съхранение на природен газ се изчислява, като се разделят променливите разходи, определени за покриване от търговско съхранение на природен газ, на прогнозните количества за търговско съхранение на природен газ, по формулата:

$$Ц_c = \frac{ПР_{ТС}}{Q_{ТС}}$$

, където:

Ц<sub>c</sub> е ценова компонента за реално съхранен природен газ в лв./1000 м<sup>3</sup> или в лв./MWh;

ПР<sub>ТС</sub> са променливи разходи, определени за покриване от търговско съхранение, лв.;

Q<sub>ТС</sub> - прогнозни количества за търговско съхранение в хил. м<sup>3</sup> или в MWh.

Чл. 61. Получената цена в левове за 1000 куб. м или в левове за MWh реално съхранен природен газ се начислява на ползвателите на съоръженията за съхранение на база измерените количества на входа на съоръжението за съхранение на природен газ.

Чл. 62. Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ разпределя остатъка от необходимите приходи за търговско съхранение на природен газ по капацитивни компоненти въз основа на съотношението на активите, използвани за извършването на отделните дейности по съхранение, нагнетяване и добив, и общите активи на съоръжението за съхранение.

Чл. 63. Операторът на съоръжение за съхранение на природен газ представя обосновка за начина на алокиране на активите на съоръжението за съхранение по дейности (съхранение, нагнетяване и добив) със заявлението за утвърждаване на цени.

Чл. 64. Услугите по предоставяне на капацитет за съхранение, нагнетяване и добив могат да бъдат предлагани на дългосрочна и краткосрочна база и като прекъсваеми на дългосрочна и



краткосрочна база.

Чл. 65. Услугите по предоставяне на интегрираните продукти могат да бъдат предлагани на дългосрочна и краткосрочна база.

Чл. 66. Цените за отделните услуги за предоставяне на капацитети на съоръжение за съхранение се изчисляват по видове услуги, спазвайки следната последователност:

1. определят се необходимите приходи, събирани чрез предоставяне на търговски капацитети за съхранение в съответствие с чл. 21 и 62;

2. във връзка с чл. 62 необходимите приходи за търговско съхранение, изплащани чрез цена за капацитет, се алокират по капацитивни компоненти нагнетяване, съхранение и добив по формулата:

$$НП_{KK} = НП_K \frac{\sum A_{KK}}{\sum A}$$

, където:

$НП_{KK}$  са необходими приходи за съответния капацитивен компонент;

$НП_K$  - необходими приходи, определени за изплащане, чрез предоставяне на търговски капацитет;

$\sum A_{KK}$  е сума на активи в съоръжението за съхранение на природен газ, отнесени към съответния капацитивен компонент;

$\sum A$  - обща сума на активите в съоръжението за съхранение на природен газ;

3. операторът обосновано предлага коефициенти за калкулация на цените на предлаганите краткосрочни и прекъсваеми капацитивни продукти; определените коефициенти служат за изчисление на цената на краткосрочните и прекъсваеми капацитивни продукти като част от цената за съответния дългосрочен твърд капацитивен продукт;

4. на база на определените коефициенти и прогнозните количества за търговска реализация на съответните капацитивни продукти се изчислява приведен твърд дългосрочен капацитет поотделно за съхранение, нагнетяване и добив по формулата:

$$Q_{ПТК} = Q_{ТК} + \sum_{i=1}^n k_i \cdot Q_i$$

, където:

$Q_{ПТК}$  е приведен твърд капацитет за съхранение, нагнетяване или добив;

$k_i$  - коефициент за определяне на цената на предлагания краткосрочен и/или прекъсваем продукт;

$Q_i$  - прогнозни количества за реализация на предлагания краткосрочен и/или прекъсваем продукт;

$Q_{ТК}$  - прогнозни количества за реализация на референтен дългосрочен твърд капацитет;

5. цените за дългосрочен твърд търговски капацитет за съхранение, нагнетяване и добив се определят като частно на необходимите приходи, алокирани за типа капацитивни продукти, и приведения твърд капацитет за съответния тип по формулата:

$$C_{TK} = \frac{НП_{KK}}{Q_{ПТК}}$$

, където:

$C_{TK}$  е цена за дългосрочен твърд капацитет на съответния капацитивен продукт;

$НП_{KK}$  - необходими приходи, алокирани към съответния капацитивен продукт;

$Q_{ПТК}$  - приведен твърд дългосрочен капацитет за съответния капацитивен продукт;

б. цените за краткосрочните и прекъсваеми продукти се определят чрез умножение на цената за дългосрочен твърд капацитет по коефициента за цена на съответния капацитивен продукт по формулата:

$$C_{КПП(i)} = C_{TK} \cdot k_i$$

, където:

$C_{КПП(i)}$  е цена за съответния краткосрочен и/или прекъсваем капацитивен продукт;

$C_{TK}$  - цена за дългосрочен твърд капацитет съответно за нагнетяване, съхранение и добив;

$k_i$  - коефициент, определен за съответния краткосрочен и/или прекъсваем капацитивен продукт в съответствие с т. 3;

7. стойността на стандартна единица интегриран продукт се определя като сума от производението на цените за отделните капацитивни компоненти и обемите им в стандартна единица интегриран продукт по формулата:

$$C_{СП} = C_{К(нагнетяване)} \cdot Q_{сп(нагнетяване)} + C_{К(съхранение)} \cdot Q_{сп(съхранение)} + C_{К(добив)} \cdot Q_{сп(добив)}$$

, където:

$C_{К(нагнетяване)}$ ;  $C_{К(съхранение)}$ ;  $C_{К(добив)}$  са цени за съответните капацитивни продукти;

$Q_{сп(нагнетяване)}$ ;  $Q_{сп(съхранение)}$ ;  $Q_{сп(добив)}$  са обем на капацитивния продукт в единица стандартен продукт.

Чл. 67. В стойността на услугите за предоставяне на прекъсваем капацитет се отразява вероятността от прекъсване.

Чл. 68. Образуваните цени са без включен данък добавена стойност.

Чл. 69. Редът за използване на закупените от клиенти на оператора капацитивни продукти се определя в правила за ползване на съоръжението за съхранение, публикувани от оператора на съоръжение за съхранение.

### **Заклучителни разпоредби**

Параграф единствен. Указанията за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране "норма на възвръщаемост на капитала" са разработени на основание чл. 30, ал. 1, т. 14 и чл. 36, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 2, т. 4, чл. 4, ал. 5 и чл. 22, ал. 2 от Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (ДВ, бр. 33 от 2013 г.) и във връзка с изискванията на чл. 15 от Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по протокол № 170 от 15.12.2014 г., т. 1.

Извадка от Неофициален раздел бр. 2 от 09.01.2015 г. на ДВ