

ПРИЛОЖЕНИЕ А ТАРИФЕН КОДЕКС НА IGV

1. РАЗПОРЕДБИ НА РЕШЕНИЕТО ЗА ОСВОБОЖДАВАНЕ

За да се гарантира конкурентността на тарифата за пренос, а така също и да се осигури прозрачност и предвидимост на тарифата за пренос за всички ползватели на Газопровода IGB, е предоставено освобождаване от разпоредбите на член 41.6, 41.8, 41.10 от Газовата директива 2009/73/ЕО за период от 25 Години от Датата на търговска експлоатация за 100% капацитет Твърд поток в права посока, 100% от Прекъсваем поток в права посока и 100%, 100% Прекъсваем поток в обратна посока.

1.1 Изпълнени условия

Кодексът на тарифа за пренос на IGB е одобрен от Националните регулаторни органи (НРО) при изпълнението на следните условия:

- 1.1.1 Тарифата за пренос на IGB отразява ефективните разходи, прозрачна е и не е дискриминационна съгласно член 2, определен по-нататък;
- 1.1.2 Тарифата за пренос на IGB възприема входно-изходен модел и определя ценови механизъм за всички стандартни продукти, свързани с капацитета, предлаган от Ай Си Джи Би, а именно стандартни продукти, свързани с капацитета, с различни периоди на твърд и прекъсваем капацитет съгласно член 3, определен по-нататък;
- 1.1.3 Цените от Тарифата за пренос на IGB за капацитет Твърд поток в обратна посока, капацитет за Прекъсваем поток в обратна посока и Прекъсваем поток в права посока като процент от Тарифата за пренос за твърд поток в права посока съгласно членове 3.1 до 3.4, определени по-нататък.
- 1.1.4 Кодексът за тарифа за пренос на IGB определя Такси, които да се плащат на базата на продължителността на съответните Транспортирания на газ, съгласно член 3, определен по-нататък.
- 1.1.5 Първоначалната ВНВ на номиналния капитал на акционерите ще бъде [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] и ще бъде максимум [ТЪРГОВСКА ТАЙНА] за срок, който включва 25 Години експлоатация от датата на търговска експлоатация (ДТЕ). Всякакви приходи от резервирания на капацитет, които увеличават ВНВ над [ТЪРГОВСКА ТАЙНА], ще бъдат връщани на Ползвателите на мрежата посредством механизъм за разпределяне на печалбата съгласно член 9, определен по-нататък.
- 1.1.6 Въз основа на изложеното, Тарифата за пренос ще бъде преизчислена към ДТЕ на базата на общите действителни разходи, извършени до тази дата, и актуализирана на базата на действителните извършени Оперативни разходи.
- 1.1.7 След ДТЕ Тарифата за пренос може да се преизчисли въз основа на следните условия:
 - 1.1.7.1 За срока на Споразуменията за пренос на газ Ай Си Джи Би и НРО имат правото да поискат преразглеждане на Тарифите за пренос, за да се гарантира справедлива възвръщаемост на инвестицията, въз основа на , освен друго, следното:
 - (а) доказани и документирани допълнителни инвестиции;

–(б) доказани и документирани увеличения или намаления на Оперативните разходи;

–(в) доказани и документирани увеличения или намаления в размера на приходите от договорен капацитет (ТПП, ППО, ТПО,ППП) поради непредвидими събития (включително, но неограничаващи се до, фалит на Ползватели на мрежата или невъзможност за увеличаване на Капацитета на IGB своевременно, или договаряне на допълнителен капацитет вследствие на бъдещ пазарен тест);

–(г) в случай на разходи, извършени по отношение на инвестиции, обусловени от настъпването на събитие с непреодолима сила или Промяна в законодателството .

2. ИЗЧИСЛЕНИЕ НА РЕФЕРЕНТНАТА ТАРИФА ЗА ПРЕНОС НА IGB

Всички тарифи за пренос са изчислени на база на нетна референтна тарифа за пренос (**Нетна референтна тарифа за пренос**), от която всички тарифи за пренос, започващи от Тарифата за пренос за Твърд поток в права посока(ТПП) в съответствие с член 1.1.3 по-горе.

2.1 Формули за Нетна референтна тарифа за пренос

Нетната референтна тарифа за пренос ще се оценява към ДТЕ в съответствие със следната формула:

$$NRT = \frac{PV_{(EYR)}}{PV_{(ECB)}}$$

където:

$PV_{(EYR)}$: настояща стойност на Очакваните годишни приходи (както е определено в член 2.2 по-долу)

$PV_{(ECB)}$: настояща стойност на Резервиран капацитет, резервиран на годишна база в съответствие със СПРК

По-конкретно, настоящите стойности са изчислени съгласно следните формули:

$$PV_{(EYR)} = \sum_{i=1}^{25} \frac{EYR_i}{(1 + ROIC)^i}$$

$$PV_{(ECB)} = \sum_{i=1}^{25} \frac{ECB_i}{(1 + ROIC)^i}$$

Където:

EYR_i : Очаквани приходи през Година “i”

ECB_i : общ Резервиран капацитет, резервиран през Година “i” в съответствие със СПРК

$ROIC$: Възвръщаемост на инвестиран капитал

2.2 Очаквани годишни приходи

Очакваните годишни приходи се получават съгласно следната формула:

$$EYR_i = ROIC \times NIC_i + OPEX_i + DEPR$$

Където:

EYR_i : Очаквани годишни приходи

NIC_i : Нетен инвестиран капитал през Годиная "i", определен като $NIC(i) = NIC(i-1) - DEPR$. За първата година "1" $NIC(1) = GIC - DEPR_1$

$ROIC$: Възвращаемост на инвестиран капитал

Т.е CR_i : Възвръщаемост на капитала, отнесено към Година i" и равно на $ROIC \times NIC_i / OPEX_i$ Оперативни разходи, предвидени през Годиная "i", включително предвиденият процент на инфлация. Оперативните разходи включват всички фиксирани и променливи разходи, свързани с изпълнението на основна дейност на дружеството и търговската експлоатация на газопровода.

$DEPR$: Годишна амортизация, определена за целите на изчисление на Тарифата за пренос, която е равна на $GIC/25$, където 25 са Годиите на Освобождаване от ДТЕ съгласно член 1, определен по-горе. За част "F" от Година се използва $DEPR \times F_i$. Например, ако ДТЕ се пада на 1-ви октомври, $F(1) = 1/4$.

GIC : Брутен инвестиран капитал, който включва всички инвестиционни разходи, капитализирани с $ROIC$ от датата на създаването на проектното дружество Ай Си Джи Би до Датата на търговска експлоатация, от които е изваден размерът на полученото безвъзмездно финансиране.

2.3 Изчисление на Нетната референтна тарифа за пренос към 2018г.

Без да се засяга член 1.1.6 по-горе, към 2018г. Ай Си Джи Би вече е извършил и очаква да извърши следните разходи, използвани за изчисление на индикативна тарифа за пренос съгласно условията, описани по-долу, и предвид съответните чувствителности при промяна на параметрите.

ТАБЛИЦА 2.3.1

ТЪРГОВСКИ ДАННИ СЪГЛАСНО СПРК и потвърдени от Решението за освобождаване

Ползвател на мрежата 1		Ползвател на мрежата 2		Ползвател на мрежата 3		Ползвател на мрежата 4		Ползвател на мрежата 5	
Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст	Количество	Прод-ст
bNcm/y	година	bNcm/y	година	bNcm/y	година	bNcm/y	година	bNcm/y	година
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]									
Общо пик		Общо средно		(изчислено за целите на тарифата за пренос като PV(заявен капацитет)/PV (1 bNcm/Y)					
bNcm/y		bNcm/y							
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]									

ПРОЕКТНИ РЕСУРСИ КЪМ ДТЕ

акционерен	акционерен	ЕЕПВ	ЕСИФ	ОБЩО
капитал	заем			
М€	М€	М€	М€	М€
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]				

ИЗПОЛЗВАНЕ ОТ ПРОЕКТА КЪМ ДТЕ

ОБЩИ РАЗХОДИ КЪМ ДТЕ	Лихви по време на строителството	Оборотен капитал включително ДДС	Паричен баланс	ОБЩО
М€	М€	М€	М€	М€
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]				

ЕКСПЛОАТАЦИОННИ ДАННИ

ДТЕ	текущо средно	ГОДИНИ НА	Резервиран капацитет
	ОРЕХ (2018)	ЕКСПЛОАТАЦИЯ	(средно)
	М€/Y	Y	bNcm/y
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]			

ИКОНОМИКА

Първоначално	PV _(EYR)	PV _(ECB)
ВИК	М€	bNcm
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]		

NRT (2018)

€/kNcm

$$\frac{PV_{(EYR)}}{PV_{(ECB)}} = [\text{ТЪРГОВСКА ТАЙНА}]$$

Таблица 2.3.1 по-горе показва Нетната референтна тарифа за пренос от 2018г.:

$$NRT_{(2018)} = [\text{ТЪРГОВСКА ТАЙНА}] \text{ €/KNcm.}$$

Съгласно членове 1.1.1 и 1.1.5, определени по-горе, Нетната референтна тарифа за пренос е изчислена за отразяване на разходите и за гарантиране на първоначална Възвращаемост на капитала на акционерите от [ТЪРГОВСКА ТАЙНА].

2.4 Чувствителности на Нетната референтна тарифа за пренос

Всички изчисления, извършени, за да се покажат чувствителностите в този член 2.4, са направени съгласно членове 1.1.1 и 1.1.5 за отразяване на разходите и първоначалната възвращаемост на акционерите. Увеличението на възвращаемостта е определено съгласно член 4, който следва по-нататък.

2.4.1 Чувствителности спрямо общите разходи

Следващата таблица показва чувствителността на нетната референтна тарифа за пренос спрямо разходите, съгласно член 1.1.6 определен тук по-горе.

ТАБЛИЦА 2.4.1
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]

2.4.2 Чувствителност спрямо Оперативните разходи (ОРЕХ)

Следващата таблица показва изменения на нетната референтна тарифа за пренос спрямо изменения на ОРЕХ, съгласно член 1.1.6, определен тук по-горе.

ТАБЛИЦА 2.4.2
[ТЪРГОВСКА ТАЙНА]

2.5 Стойности на преобразуване

Съгласно разпоредбите на НРО в съответствие с Решението за освобождаване, тарифата за пренос ще се предлага във валута за единица енергия, а именно Евро/кв.ч (€/kWh). Използват се следните коефициенти на преобразуване:

$$\text{LHV} = 36,87 \text{ MJ/Nm}^3;$$

$$1 \text{ MJ} = 0,28 \text{ kWh}$$

и следователно:

$$1 \text{ €/kNm}^3 = 9,764 * 10^{-5} \text{ €/kWh}.$$

3. ТАРИФА ЗА ПРЕНОС ЗА СТАНДАРТНИ ПРОДУКТИ, СВЪРЗАНИ С КАПАЦИТЕТ

Съгласно член 1.1.3, определен тук по-горе, тази глава определя тарифата за пренос за стандартни продукти, свързани с капацитет, произлизащи от нетната референтна тарифа за пренос.

3.1 Нетна референтна тарифа за пренос за твърд поток в права посока (ТПП)

Твърдият поток в права посока (ТПП) се определя като непрекъсваем поток, който ще започва от Входната точка (входните точки) на Комотини, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС, до Изходната точка в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и) съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС, който е бил резервиран съгласно СПРК и/или може да бъде резервиран съгласно членове 7.1, 10.1 до 10.3 от IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС.

След като Нетната референтна тарифа за пренос бъде изчислена към ДТЕ ($NRT_{(ДТЕ)}$), Нетната тарифа за пренос за твърд поток в права посока (ТПП) ($T_{пп}$) се определя в съответствие със следната формула, т.е Нетната тарифа за пренос за Твърд поток в права посока е равна на Нетната референтна тарифа за пренос

$$T_{FF} = NRT_{(COD)}$$

3.2 Нетна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП)

Прекъсваемият поток в права посока е определен като прекъсваем поток, който ще тръгва от Входната точка (точки) в Комотини, определена съгласно членов 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до Изходната точка в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и), съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.3, 10.1 и 10.3. на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като Нетната референтна тарифа за пренос бъде изчислена към ДТЕ ($NRT_{(ДТЕ)}$), Нетната референтна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП) ($T_{пп}$) се определя съгласно следната формула:

$$T_{IFF} = 90\% * NRT_{(COD)}$$

3.3 Нетна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО)

Прекъсваемият поток в обратна посока (ППО) е определен като прекъсваемият поток, който ще тръгва от Изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до входната точка (точки) в Комотини, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.4 , 10.1 и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като Нетната референтна тарифа за пренос бъде изчислена към ДТЕ ($NRT_{(ДТЕ)}$), Нетната референтна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) ($T_{ппо}$) се определя съгласно следната формула:

$$T_{IRF} = 15\% * NRT_{(COD)}$$

3.4 Нетна тарифа за пренос за твърд поток в обратна посока (ТПО)

Твърдият поток в обратна посока (ТПО) е определен като непрекъсваемият поток, който ще тръгва от Изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , до Входната точка (точки) в Комотини, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , който може да бъде резервиран съгласно членове 7.2 , 10.1 и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС .

След като Нетната референтна тарифа за пренос бъде изчислена към ДТЕ ($NRT_{(ДТЕ)}$), Нетната референтна тарифа за пренос за твърд поток в обратна посока (ТПО) ($T_{тпо}$) се определя съгласно следната формула:

$$T_{FRF} = 25\% * NRT_{(COD)}$$

4. ВХОДНИ ТАРИФИ

В съответствие с член 1.1.2 по-горе, тази глава определя тарифата за пренос за Входни точки, за оценяване на Годишното плащане „транспортирай или плащай“, дължимо от Ползвателите на мрежата в тяхната съответна Входна точка (точки) за всеки резервиран Стандартен продукт, свързан с капацитет, съгласно СПРК и/или съгласно член 10 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , съответно.

4.1 Входна тарифа за пренос за твърд поток в права посока (ТПП)

Входната тарифа за пренос за твърд поток в права посока (ТПП) е определена като тарифата за пренос , по която плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали твърд поток в права посока (ТПП) съгласно СПРК или съгласно членове 10.1. до 10.3 от IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС , при Входната точка/и в Комотини, Гърция, определени съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Входната точка/и в Комотини ще стане Входната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{FFF} бъде изчислена към ДТЕ, Входната тарифа за пренос за твърд поток в права посока (ТПП) ($T_{\text{тпп}}$) се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{\text{FFF}} = 17\% * T_{\text{FFF}}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия спрямо цялата му дължина.

4.2 Входна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП)

Входната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП) е определена като Тарифата за пренос , по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Прекъсваем поток в права посока (ППП) съгласно членове 10.1 и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС при Входната точка (точки) в Комотини, Гърция, определена съгласно членове 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Входната точка (точки) в Комотини ще стане Входната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{IFF} бъде изчислена към ДТЕ, Входната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП) ($T_{\text{ппп}}$) се определя съгласно следната формула :

$$ENT_{\text{IFF}} = 17\% * T_{\text{IFF}}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км, т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия спрямо цялата му дължина.

4.3 Входна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО)

Входната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) съгласно членове 10.1. и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС в Изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Изходната точка в Стара Загора ще стане Входната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{IRF} бъде изчислена към ДТЕ, Входната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) (Вппо) се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{IRF} = 83\% * T_{IRF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина.

4.4 Входна тарифа за пренос за Твърд поток в обратна посока (ТПО)

Входната тарифа за пренос за Твърд поток в обратна посока (ТПО) е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Твърд поток в обратна посока (ТПО) съгласно членове 10.1. до 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС на Изходната точка в Стара Загора, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС. За тази цел Изходната точка в Стара Загора ще стане Входната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{FRF} бъде изчислена към ДТЕ, Входната тарифа за пренос за Твърд поток в обратна посока (ТПО)(Втпо) се определя съгласно следната формула:

$$ENT_{FRF} = 83\% * T_{FRF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина

5. ИЗХОДНИ ТАРИФИ

В съответствие с член 1.1.2 по-горе, тази глава определя тарифата за пренос за Изходни точки, дължима от Ползвателите на мрежата за всички резервирани стандартни продукти, свързани с капацитет, съгласно СПРК и/или съгласно член 10 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС, съответно.

5.1 Изходна тарифа за пренос за Твърд поток в права посока (ТПП)

Изходната тарифа за пренос за Твърд поток в права посока (ТПП) е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Твърд поток в права посока (ТПП) съгласно СПРК или съгласно членове 10.1 до 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС, на Изходната точка в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и) в България, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС. За тази цел Изходната точка в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и) ще се превърнат в Изходна точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{FFF} бъде изчислена на ДТЕ, Изходната тарифа за пренос за Твърд поток в права посока (ТПП)(Итпп) се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{FFF} = 83\% * T_{FFF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина.

5.2 Изходна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП)

Изходната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП) е определена като тарифата за пренос , по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Прекъсваем поток в права посока (ППП) съгласно членове 10.1. и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС на Изходната точка (точки) в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и), определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Изходната точка в Стара Загора и изходни точки към Газоразпределителна и/или друга (и) система(и) ще се превърнат в Изходна точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{IFF} бъде изчислена на ДТЕ, Изходната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в права посока (ППП)(Иппп) се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{IFF} = 83\% * T_{IFF}$$

където 83% представлява съотношението 151/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на българска територия, спрямо цялата му дължина.

5.3 Изходна тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока(ППО)

Изходната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока(ППО) е определена като тарифата за пренос , по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) съгласно членове 10.1. и 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС при Входната точка/и на Стара Загора, определена съгласно член 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Изходната точка/и на Комотини ще се превърне в Изходната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{IRF} бъде изчислена на ДТЕ, Изходната тарифа за пренос за Прекъсваем поток в обратна посока (ППО) се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{IRF} = 17\% * T_{IRF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия, спрямо цялата му дължина.

5.4 Изходна тарифа за пренос за тарифата за Твърд поток в обратна посока (ТПО)

Изходната тарифа за пренос за Твърд поток в обратна посока (ТПО) е определена като тарифата за пренос, по която ще плащат Ползвателите на мрежата, които са резервирали Твърд поток в обратна посока (ТПО) съгласно членове 10.1 до 10.3 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС при Входната точка/и в Стара Загора, определена съгласно членове 5.2 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . За тази цел Изходната точка/и в Комотини ще се превърне в Изходната точка на съответното Споразумение за пренос на газ.

След като T_{FRF} бъде изчислена на ДТЕ, Входната тарифа за пренос за Твърд поток в обратна посока (ТПО)(Итпо) се определя съгласно следната формула:

$$EXT_{FRF} = 17\% * T_{FRF}$$

където 17% представлява съотношението 31/182 км/км т.е. дължината на газопровода, който ще бъде положен на гръцка територия, спрямо цялата му дължина.

6. ТАКСИ И ПЛАЩАНИЯ

6.1 Месечна такса

Ползватели на мрежата, които са сключили Споразумения за пренос на газ с Ай Си Джи Би, ще заплащат месечна такса за срока на всички съответни Споразумения за пренос на газ, както следва:

$$MF_n = MNC_n * (ENT_{xxx} + EXT_{xxx}) * (\alpha * I_i + \beta)$$

където

MF_n: означава Месечната такса в € за Месеца “nth” през Годиная “i

i: означава Годиная “ith”, означена прогресивно от 1 (ДТЕ) до 25

MNC_n: означава общият месечен резервиран капацитет или общият месечен заявен капацитет през Месеца “nth”, изразен в кв/ч (kWh/ден/П) в съответствие с Окончателния алокиран баланс, съгласно член 16.9 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС ;

ENT_{xxx} and EXT_{xxx}: означава тарифите съгласно членове 4.1 и 5.1 или 4.4 и 5.4 съответно, определени по-горе, съответно, изразени в €/kWh/Д/П.

α: означава съотношението (ОРЕХ) / (ОРЕХ + амортизация + възвръщаемост на капитала), изчислено като средно (число) по време на целия срок на проекта, за целите на изчисление на Нетната референтна тарифа за пренос,

β: означава равно на 1 – α;

I_i: означава съотношението между действителния ОРЕХ (ОРЕХ_A и прогнозирания ОРЕХ_i (ОРЕХ_i) в същата Година (“ith”) за целите на изчисление на Нетната референтна тарифа за пренос. ОРЕХ_A ще бъде обект на одобрение от НРО и ще се обявява от Ай Си Джи Би в началото на всяка Година (“ith”)

Година (Y): означава календарен период от 12 последователни месеца, започващ на 1^{-ви} януари и приключващ на 31^{-ви} декември всяка календарна година;

Възвръщаемост на капитала: означава възнаграждението на капитала съгласно дефиницията в член 2 по-горе;

Амортизация: означава амортизацията съгласно определението в член 2 по-горе.

ICGB ще публикува на своя уебсайт съответната входна и изходна тарифа за всеки продукт за капацитет и за всеки вход/изход и те ще включват (α * I_i + β), за удобство на мрежовите потребители.

Където $\Pi = 365$ или 366 за годишен продукт, $\Pi = 365/4$ или $366/4$ за тримесечен продукт; $\Pi = 365/12$ или $366/12$ за месечен продукт, $\Pi=1$ за дневни продукти.

6.2 Такса за превишаване на капацитет

Ако количествата природен газ на ползвател на мрежата надвишават закупеният от него капацитет за даден газов ден на изходни точки към разпределителна и/или друга система, на ползвателя на мрежата ще бъде начислена такса за превишаване на капацитета. Таксата ще се формира, както следва:

$$COC_n = IOQ_n * ((EXT_{xxx} * (\alpha * I_i + \beta)) * 1.2)$$

COC_n означава такса за превишаване на капацитет в евро за “ntth” месец, възникнал в година “ith”.

IOQ_n Индивидуални количества над закупения капацитет изразени в kWh/Д/Π през месец “nth”

EXT_{xxx}: означава изходна тарифа за пренос съгласно член 4 и 7 за тези изходни точки, изразени в kWh/Д/Π.

7. ЦЕНА НА РЕЗЕРВИРАНЕ

7.1 Тарифите, определени в членове 4 и 5 по-горе, представляват Цени за резервиране за всички стандартни продукти, свързани с капацитет, за всеки търг, определен в член 10 и 11 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС.

7.2 Не се използва.

7.3 Не се използва.

7.4 Не се използва.

8. ОПЕРАТИВНИ РАЗХОДИ ЗА КОМПРЕСОРНА СТАНЦИЯ

Ай Си Джи Би ще определи (по своя собствена преценка, като се основава на технически критерии и критерии за безопасна експлоатация) дали и кога Компресорната станция ще бъде използвана за транспортиране на количествата, определени съгласно член 13 на IGB МРЕЖОВИ КОДЕКС . Съответните разходи ще бъдат определени съгласно чл. 15 от МРЕЖОВИ КОДЕКС.

9. МЕХАНИЗЪМ ЗА РАЗПРЕДЕЛЯНЕ НА ПЕЧАЛБАТА

Без ущърб на член 6 по-горе, Ай Си Джи Би ще компенсира Ползвателите на мрежата, в случай че има приходи в излишък във връзка с очаквания финансов план, изчислен за Освободения период. Такава компенсация е оценена като *“Разпределяне на печалбата”* за гарантиране от една страна на очакваната възвръщаемост на Ай Си Джи Би и от друга страна за гарантиране на справедлива компенсация за Ползвателите на мрежата.

Предисловие

Разпоредбите на освобождаването предвиждат позволение на Акционерите да достигнат ВНВ, номинална след данъчно облагане, равна на [ТЪРГОВСКА ТАЙНА], през целия освободен период (т.е. 25 години от ДТЕ) съгласно 1.1.5 по-горе;

9.1.1 Размерът на ВНВ на акционерите е стойността, при която паричните потоци, разпределени на акционерите по време на първите двадесет и пет (25) години от ДТЕ, са равни на капитала за инвестиции, предоставен от акционерите в продължение на същия период, включително първоначални инвестиции, допълнителни инвестиции, всякакви възможни гаранции от Акционерите, но не включват заема, предоставен от „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД на Ай Си Джи Би, обезпечен с банков заем, гарантиран от държавна гаранция от българското правителство (т.е. 110 милиона €);

9.1.2 Планът за EBITDA [определен като финансовият план, използван от Акционерите, за да вземат Окончателното инвестиционно решение във връзка с Междусистемната връзка IGB], който трябва да се приложи към всяко Споразумение за пренос на газ (СПГ) ще бъде този, изчислен към ДТЕ (COD_EBITDA);

9.1.3 COD_EBITDA ще се актуализира на годишна база с действителните OPEX и CAPEX, необходими за експлоатацията, поддръжката и управлението на

Газопровода IGB, документиран в съответния годишен финансов отчет на Ай Си Джи Би. Актуализираният COD_EBITDA е **“Коригиран COD_EBITDA”**.

9.2 Механизъм за разпределяне на печалбата

Съгласно член 1.1.5, определен по-горе, *“Разпределянето на печалбата”* ще става както следва:

9.2.1 Определяне на стойност

Всяко първо шестмесечие на Годишната “ith”, Ай Си Джи Би ще одобрява финансовите отчети въз основа на предишната финансова година “i-1”. COD_EBITDA ще бъде коригиран съответно (което ще доведе до Коригиран COD_EBITDA) посредством използване на действителните финансови данни на финансовата година (“i-1”) и чрез пресмятане на паричния поток за оставащите финансови години въз основа на събития, които е възможно за постоянно да са променили стойностите на COD_EBITDA и въз основа на Критерии за предпазливост.

Ако Коригираният COD_EBITDA ще доведе до ВНВ на акционерите по-малка или равна на тази, определена в член 9.1.1. по-горе, той няма да води до приспадане на стойности от приходите на Ай Си Джи Би, . В обратния случай, ще бъде изчислена стойност, която да бъде извадена от приходите на Ай Си Джи Би за година “n-1”, така че ВНВ на акционерите да се намали до размера, определен в член 9.1.1. по-горе.

Такава стойност ще се разглежда във Финансовия отчет на Ай Си Джи Би като специален фонд, определен като *“Фонд за разпределяне на печалбата”*, и ще се отнася към Ползвателите на мрежата от референтната финансова година пропорционално на сумата, платена от тях през такава финансова година.

9.2.2 Плащания

Сумите, депозирани във Фонда за разпределяне на печалбата през годината “i”, ще бъдат платени пропорционално на Търговците, както следва:

- 9.2.2.1 20% от сумите, депозирани през годината “i”, ще бъдат платени до края на годината “i”.
- 9.2.2.2 40% от сумите, депозирани през годината “i”, ще бъдат платени до края на годината “i+2”;
- 9.2.2.3 40% от сумите, депозирани през годината “i”, ще бъдат платени до края на годината “i+4”.
- 9.2.2.4 В рамките на първото шестмесечие на финансовата година “i+2” и финансовата година “i+4”, Ай Си Джи Би ще проверява въз основа на съответния Коригиран COD_EBITDA ВНВ на акционерите и нейното съответствие на [ТЪРГОВСКА ТАЙНА].
- 9.2.2.5 В случай че ВНВ надвишава [ТЪРГОВСКА ТАЙНА], Ай Си Джи Би ще плати съответните суми съгласно членове 9.2.2.2 и 9.2.2.3,

определени по-горе. Ползвателите на мрежата ще бъдат компенсирани въз основа на количеството Резервиран капацитет/Заявен капацитет и периода, за който е заявен/резервиран капацитет.

- 9.2.2.6 В случай че ВНВ е под [ТЪРГОВСКА ТАЙНА], Ай Си Джи Би ще използва натрупаните суми във Фонда за разпределяне на печалбата с цел запазване на ВНВ на акционерите до изискваните [ТЪРГОВСКА ТАЙНА].
- 9.2.2.7 Изчислението на ВНВ на акционерите ще се извършва всяка година. Така за срока на проекта би могло да има няколко Фонда за разпределяне на печалбата във връзка с предишни финансови години (максимум пет (5) за всяка година). В такъв случай Ай Си Джи Би ще трябва да изтегли сума от Фондовете за разпределяне на печалбата, като изтеглената сума ще се отчита по равно спрямо сумата на Фонда за разпределяне на печалбата за всяка финансова година пропорционално на целия Фонд за разпределяне на печалбата, съществуващ през тази финансова година.