

**ПОКАЗАТЕЛИ ЗА КАЧЕСТВО
НА ГАЗОСНАБДЯВАНЕТО**

- м. юни, 2004 г. -

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМИ ЗА КАЧЕСТВОТО НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ	3
2. НЕПРЕКЪСНАТОСТ НА СНАБДЯВАНЕТО С ПРИРОДЕН ГАЗ.	5
3. КАЧЕСТВО НА ТЪРГОВСКИТЕ УСЛУГИ	6
4. ОБОБЩЕН КОЕФИЦИЕНТ ЗА ОЦЕНКА НА КАЧЕСТВОТО НА ГАЗОСНАБДЯВАНЕТО.	9
5. ПРИЛОЖЕНИЕ 1	10

1. ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМИ ЗА КАЧЕСТВОТО НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ, ПОДАВАН ОТ ПРЕНОСНАТА И РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ СИСТЕМИ

1.1. Преносната и разпределителните мрежи трябва да отговарят на изискванията на Наредба за устройство и безопасна експлоатация на преносните и разпределителни газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ “ (ДВ бр.....2004г.).

1.2. Показателите и минималните гарантирани норми за качеството на природния газ са дадени в табл. 1. и са неразделна част от Общите условия на договорите за продажба. Определянето им за целите на контрола става съобразно следните стандарти, хармонизирани с европейските:

-БДС ISO 13686: 1998 (Е) Природен газ – Определяне на качеството

-БДС 17400-98 Природен газ. Добиване, съхранение, транспортиране и потребление.

Термини и определения;

-БДС EN ISO 6326-1 Природен газ. Определяне на серните съединения. Част1: Общо въведение;

-БДС EN ISO 6326-2 Анализ на газа. Определяне на серни съединения в природния газ.

Част2: ---Газхроматографски метод с електрохимичен детектор за определяне на одориращи серни съединения;

-БДС EN ISO 10715 Природен газ. Вземане на проби;

-БДС EN ISO 12327 Системи за доставяне на газ. Изпитване под налягане и процедури за въвеждане в експлоатация. Функционални изисквания;

-БДС EN ISO 13734 Природен газ. Органични серни компоненти използвани за одориране. Изисквания и методи за изпитване;

-БДС EN ISO 6326-4 Природен газ. Определяне на серни съединения. Част4:

Газхроматографски метод, използващ пламъчен фотометричен детектор за определяне на сероводород, карбонил сулфид и одоранти, съдържащи сяра;

-БДС EN ISO 10101-1 Природен газ. Количествено определяне на вода по метода на Карл Фишер. Част1: Въведение;

-БДС EN ISO 10101-2 Природен газ. Количествено определяне на вода по метода на Карл Фишер. Част2: Методи за титриране;

-БДС EN ISO 10101-3 Природен газ. Количествено определяне на вода по метода на Карл Фишер. Част3: Кулометричен метод;

-БДС EN ISO 11541 Природен газ. Определяне на влагосъдържанието при високо налягане;

-БДС EN ISO 13443 Природен газ. Стандартни условия за сравняване;

-БДС ISO 6976 Природен газ. Изчисляване на топлина на изгаряне, плътност, относителна плътност и число на Wobbe на смес.

Таблица 1. Показатели и норми за качеството на природния газ

1. Състав на природния газ		
метан	Не по малко от (молни %)	92
етан	не повече от (молни %)	4
пропан, бутан и др. тежки въглеводороди	не повече от (молни %)	2
азот	не повече от (молни %)	2
въглероден двуокис	не повече от (молни %)	1
кислород	не повече от (молни %)	0,02
сероводород	не повече от	2,0 мг/м ³
меркаптанова сяра	не повече от	5,6 мг/м ³
обща сяра	не повече от	20 мг/м ³
2. Водни пари и механични примеси		
Не трябва да съдържа свободна вода и механични примеси.	Температура на газа на изход от ГРС не по ниска от :	$T_{\text{вх потр.}} > T_{\text{роса}}$ -5 ⁰ С (268 ⁰ К)
3. Долна граница на топлосъдържание (калоричност) при 20⁰С и 0.101325 МРа не по малко от:		8000 ккал/м ³ (35.7 MJ/ м ³)
4. Налягане на природния газ		
в преносната мрежа	МРа	до 5.5
в разпредел. мрежи, в т. ч.	МРа	до 1.6
-за стоманен тръби	МРа	до 1.6
- за РЕ-НД тръби	МРа	до 1.0
-на вход на стопански потребител:	-	по условията на договора
-на вход на битов потребител:	МРа	0.01÷ 0.013
5. Мирис на природния газ		
Природния газ трябва да се доставя на потребителя одориран.	Степен на одориране:	Осигуряваща усещане при съдържание на ПГ във въздуха ≤ 20 % от долната граница на възпламеняване

1.3. Природния газ се доставя от преносното предприятие на потребителите и на разпределителните дружества със сертификат за състав и качество, издаван за точката на прехвърляне на собствеността съгласно договора между тях.

1.4. Разпределителното предприятие снабдява потребителите при публично обявени показатели за качеството и състава на природния газ.

1.5. Търговските уреди за измерване на количеството доставян на потребителите природен газ трябва да отговарят на “Наредба за средствата за измерване “ (ДВ бр. 98/2003 г.)

2. НЕПРЕКЪСНАТОСТ НА СНАБДЯВАНЕТО С ПРИРОДЕН ГАЗ

2.1 Общи изисквания

2.1.1. Прекъсванията на снабдяването на потребителите с природен газ са:

- планирани
- непредвидени
- вследствие от некоректни действия на потребители

2.1.2. Лицензиантът е длъжен непрекъснато да отчита и анализира всички прекъсвания (планирани и непредвидени) в подаването на природен газ.

2.1.3. Ежегодно, Лицензиантът подготвя и изпраща свой доклад до ДКЕР, който ще включва подробна информация за всички прекъсвания на снабдяването на потребителите, настъпили през отчетния период, като се посочва причината за прекъсването, продължителността му, района и броя на засегнатите потребители, с приложени таблици–отчетни форми ГК-01 ÷ ГК-05 (Приложение 1).

2.1.4. Всяко прекъсване на газоснабдяването ще се отчита като отделно събитие, т.е. две прекъсвания на едно и също отклонение се считат за две отделни прекъсвания.

2.1.5. Планирани прекъсвания, продължаващи по-дълго от срока, обявен от Лицензианта като нужна продължителност на интервенция и/или по-дълго от оповестената продължителност, ще се считат за непредвидени прекъсвания.

2.1.6. Лицензиантът може да прекъсва снабдяването с природен газ съобразно изискванията на Наредбата за ограничителния режим, временното прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с енергия и природен газ по чл. 74 на ЗЕ в следните случаи:

- въвеждане на ограничителен режим за срок по-голям от 48 часа.
- временно прекъсване или ограничаване поради планирани ремонти, въвеждане на нови съоръжения, оперативни превключвания или присъединявания, следаварийни ремонти.

2.2 Показатели за непрекъснатост на снабдяването на потребителите:

2.2.1. Средна честота на прекъсванията.

Определя се като отношение на общия брой прекъсвания към общия брой на потребителите в мрежата за периода (година) и се нарича Индекс на средния брой прекъсвания за системата ИСБПС (System Average Interruption Frequency Index - SAIFI), (бр./год.):

$$\text{ИСБПС} = \text{Общ брой прекъсвания} / \text{Общ брой присъединени потребители}$$

2.2.2. Средна продължителност на прекъсванията.

Определя се като отношение на сумарната продължителност на прекъсванията към общия брой потребители в мрежата за периода (година) и се нарича “Индекс на средната продължителност на прекъсванията за системата” - ИСПДС (System Average Interruption Duration Index - SAIDI), (в минути):

$$\text{ИСПДС} = \text{Сумарна продължителност на прекъсванията} / \text{Общ брой присъединени потребители}$$

2.2.3. Средна честота на прекъсванията на потребител.

Определя се като отношение на общия брой прекъсвания към общия брой на прекъснатите потребители в мрежата за периода (година) и се нарича “Индекс на средния брой прекъсвания за потребител” - ИСБПП (Customer Average Interruption Frequency Index CAIFI), (бр./год.):

$$\text{ИСБПП} = \text{Общ брой прекъсвания} / \text{Общ брой на прекъснатите потребители}$$

2.2.4. Средна продължителност на едно прекъсване.

Определя се като отношение на сумарната продължителност на прекъсванията към общия брой прекъсвания за периода (година) и се нарича “Индекс на средната продължителност на прекъсване на потребител” - ИСППП (Customer Average Interruption Duration Index CAIDI) (в минути):

$$\text{ИСППП} = \text{Сумарна продължителност на прекъсванията} / \text{Общ брой прекъсвания}$$

или

$$\text{ИСППП}_1 = \text{Сумарна продължителност на прекъсванията} / \text{Общ брой на прекъснатите потребители}$$

Вторият показател представлява средното време за възстановяване на захранването на даден прекъсван потребител за разглеждан период от време.

Забележка: За целите на анализа горните коефициенти могат да се изчисляват отделно за планираните и за непредвидените прекъсвания.

3. КАЧЕСТВО НА ТЪРГОВСКИТЕ УСЛУГИ И РАБОТАТА С ЖАЛБИТЕ И ЗАЯВЛЕНИЯТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

3.1. Минималните норми, измерителите, целевите стойности и препоръчителните срокове за достигането им са дадени в табл. 2.

3.2. Газоснабдителните енергийни дружества, въз основа на определените от Комисията минимални норми и съобразно конкретните си условия, разработват и представят за одобряване от ДКЕР собствени норми и планове за достигане на целевите стойности.

3.3. Срокът за писмен отговор(ПО) на жалби или писмени искания от потребител се определя като усреднено време за отговор по формулата:

$$\text{ПО} = \frac{\sum_{k=1}^K \tau_k}{K},$$

в която:

K – общ брой на постъпилите жалби от потребители, бр./год.;

τ_k - време за писмен отговор на k -та жалба, дни (работни дни от датата на постъпване на жалбата).

3.4. Срокът за проверка и при необходимост подмяна на средство за търговско мерене по искане на потребители (ПСТМ), се определя като осреднено време (дни) за проверка по формулата:

$$\text{ПСТМ} = \frac{\sum_{L=1}^L \tau_L}{L},$$

в която:

L – общ брой на постъпилите молби от потребителите за проверка на топломер, бр./год;

τ_L - време за проверка/подмяна на разходомера, дни (календарни дни от датата на постъпване на искането).

3.5. Грешките при отчитане на разходомер се считат за коригирани към момента на тяхната констатация и уведомяването на потребителите за това. Срокът за това (КГО) се определя по формулата:

$$\text{КГО} = \frac{\sum_{p=1}^P \tau_p}{P},$$

в която:

P – общ брой на случаите за корекция на грешки, бр./год.;

τ_p - време за установяване на грешките при p -я случай, дни (работни дни от датата на постъпване на жалбата до датата на уведомяване на потребителя).

3.6. Коригирането на грешки при изготвяне на сметки за доставен природен газ се извършва в сметката за следващия период. Срокът за това (КГС) се определя по формулата:

$$\text{КГС} = \frac{\sum_{s=1}^S \tau_s}{S},$$

в която:

S – общ брой на случаите за корекция на грешки, бр./год.;

τ_s - време за коригиране на грешките при s -я случай, дни (работни дни от датата на постъпване на жалбата).

Таблица 2. Показатели за изпълнение на качеството на търговските услуги

	Наименование на показателя за изпълнение	Измерител за показателя	Първоначална стойност	Целева стойност
1	Писмен отговор на писмени жалби и запитвания от потребители	Среден брой дни за отговор на жалби и запитвания, постъпили от потребители	30 дни	10 дни
2	Времетраене на прекъсванията на снабдяването	Средно време/годишно/, през което всеки един потребител е бил изключен поради авария в газоразпределителната мрежа	минути / потребител	< 1
3	Молби за присъединяване на нов потребител	Средно време за отговор на подадени молби, постъпили за една година	20 дни	10 дни
4	Присъединяване на нов потребител	Средно време за присъединяване	60 дни	30
5	Проверка на сметки по жалби на потребители	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	...дни/потребител	7
6	Коригиране на грешки при отчитане на разходомери	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	...дни	7
7	Проверка на средствата за търговско измерване по искане на потребители	Среден брой дни за реагиране и намиране на решение, което удовлетворява потребителя	...дни	15
8	Ниво на налягането	Средно време извън стандартния диапазон на налягане	време извън стандартния диапазон на налягане	-
9	Влажност на природния газ	Средно време над определеното ниво на влажност	време над определеното ниво	0
10	Мирис на природния газ (одориране)	Средно време за отклонение в одорирането	време под определеното ниво на одориране	проверка на всеки 14 дни

4. ОБОБЩЕН ПОКАЗАТЕЛ ЗА ОЦЕНКА НА КАЧЕСТВОТО НА ГАЗОСНАБДЯВАНЕТО

Обобщеният коефициент за оценка на качеството на газоснабдяването K_Q е сума от определените в “Наредба за лицензиране на дейностите в енергетиката” (ДВ, бр.53/22.06.2004 г.) показатели за качество, умножени със съответен “теглови” индекс по формулата:

$$K_Q = \xi_1 * K_{пг} + \xi_2 * \text{ИСППС} + \xi_3 * \text{ПО} + \xi_4 * \text{ПСТМ} + \xi_5 * \text{КГО} + \xi_6 * \text{КГС},$$

където:

$0 \leq \xi \leq 1$ и $\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4 + \xi_5 + \xi_6 = 1$ – “теглови” индекси на съответните показатели за качество;

Обобщеният показател за качество на природния газ $K_{пг}$ се определя като отношение на сумарното време на захранване с влошено качество на природния газ към общия брой на потребителите по формулата:

$$K_{пг} = \frac{\sum_{i=1}^I n_i \tau_i}{N},$$

в която:

I – общ брой на доказаните случаи на доставка на природен газ с влошено качество, бр./год.

n_i – брой на засегнатите потребители при i -я случай на доставка на природен газ с влошено качество, бр.;

τ_i – времетраене на i -я случай на доставка на природен газ с влошено качество, min. Отчита се времето от установяване на отклонението до момента на възстановяване на качеството на доставяния природен газ;

N – е общ брой на потребителите, бр./год.

Обобщеният коефициент K_Q служи за коригиране на приходите на енергийното предприятие за следващ регулаторен период по начин определен в Наредбата за регулиране на цените на природния газ.

ПРИЛОЖЕНИЕ:

1. Формуляри на отчетни форми за данни за оценка на качеството (ГК-01 ÷ ГК-05)