

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН

Година 1

Брой 1/2002

СЪДЪРЖАНИЕ

ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № 53 от 6 март 2002 г. за приемане на наредби за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата и топлинната енергия и природния газ (Обн., ДВ., бр.27 от 15 март 2002 г.)

НАРЕДБА за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия (Обн., ДВ., бр.27 от 15 март 2002 г.)

Глава първа. ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава втора. ЦЕНИ ПРИ ПРОДАЖБА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ НЕЗАВИСИМИ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

Глава трета. ЦЕНИ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ

Глава четвърта. ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБИ ОТ РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Глава пета. НАДБАВКИ И ОТСТЪПКИ ВЪРХУ ЦЕНАТА НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В ЗАВИСИМОСТ ОТ СРЕДНОМЕСЕЧНОТО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ

Глава шеста. ЦЕНА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ ПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ

Глава седма. ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ОБЕКТИ НА ПОТРЕБИТЕЛИ

Глава осма. ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИ

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

НАРЕДБА за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия (Обн., ДВ., бр.27 от 15 март 2002 г.)

Глава първа. ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава втора. ЦЕНИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ

Глава трета. ЦЕНИ ЗА ПРЕНОС НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ

Глава четвърта. ЦЕНИ НА ТОПЛИННАТА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ТОПЛОПРЕНОСНИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Глава пета. ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ТОПЛОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Глава шеста. ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЧЛ. 18, АЛ. 4. Определяне коефициента на разходите при производство на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия

НАРЕДБА за образуване и прилагане на цените и тарифите на природния газ (Обн., ДВ, бр.27 от 15 март 2002 г.)

Глава първа. ПРЕДМЕТ И ОБХВАТ НА НАРЕДБАТА

Глава втора. ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ГАЗОПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ И ЦЕНИ ЗА ПРЕНОС ПО ГАЗОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Глава трета. ЦЕНА ЗА СЪХРАНЯВАНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Глава четвърта. ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И ЦЕНИ ЗА ПРЕНОС ПО ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Глава пета. ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ГАЗОПРЕНОСНАТА И ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Глава шеста. ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № 76 от 9 април 2002 г. за приемане на Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи и на Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи (Обн., ДВ, бр. 39 от 16 април 2002 г.).

НАРЕДБА за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи (Обн., ДВ, бр. 39 от 16 април 2002 г.).

Раздел I. Ред за определяне на привилегировани потребители

Раздел II. Ред за предоставяне на достъп на привилегировани потребители и независими производители до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Раздел III. Контрол

Раздел IV. Технически и търговски правила, свързани с достъпа на привилегировани потребители до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Преходни и заключителни разпоредби

НАРЕДБА за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи (Обн., ДВ, бр. 39 от 16 април 2002 г.).

Раздел I. Общи положения

Раздел II. Условия за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи

Раздел III. Ред за предоставяне на достъп на предприятия за добив на природен газ и привилегировани потребители до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи

Заключителна разпоредба

РЕГИСТЪР на издадените лицензии за дейностите в енергетиката съгласно Закона за енергетиката и енергийната ефективност (Към юни 2002 г.)

МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО

CONTENTS

STATE ENERGY REGULATORY COMMISSION

DECREE No 53 FROM MARCH 6th 2002 for Approving of Ordinances of Formation and Application of Electric Energy, Heat Energy, and Natural Gas Prices and Tariffs (*State Gazette 27/15.03.2002*)

ORDINANCE of Formation and Application of Electric Energy Prices and Tariffs (*State Gazette 27/15.03.2002*)

Chapter One. GENERAL PROVISIONS

Chapter Two. ELECTRIC ENERGY SALE PRICES OF INDEPENDENT PRODUCERS

Chapter Three. PRICES AT SALE FROM THE TRANSMISSION ENTERPRISES

Chapter Four. ELECTRIC ENERGY SALE PRICES OF THE DISTRIBUTION ENTERPRISES

Chapter Five. ADDITIONAL CHARGES AND DISCOUNTS OF THE ACTIVE ELECTRIC ENERGY ACCORDING TO THE AVERAGE MONTHLY CONSUMPTION OF REACTIVE ENERGY

Chapter Six. ELECTRIC ENERGY TRANSMISSION PRICE FROM THE TRANSMISSION ENTERPRISE

Chapter Seven. PRICES FOR CONNECTING CONSUMER SITES

Chapter Eight. PROCEDURE FOR PRESENTATION AND APPROBATION OF PRICES

ADDITIONAL PROVISION

TRANSITIONAL AND FINAL PROVISIONS

ORDINANCE of Formation and Application of Heat Energy Prices and Tariffs (*State Gazette 27/15.03.2002*)

Chapter One. GENERAL PROVISIONS

Chapter Two. HEAT ENERGY PRICES AT SALE BY THE PRODUCERS

Chapter Three. HEAT ENERGY TRANSMISSION PRICES

Chapter Four. HEAT ENERGY PRICES AT SALE BY HEAT TRANSMISSION ENTERPRISES

Chapter Five. PRICES FOR CONNECTING TO THE HEAT TRANSMISSION NETWORK

Chapter Six. PROCEDURE FOR PRESENTATION AND APPROBATION OF PRICES

ADDITIONAL PROVISION

TRANSITIONAL AND FINAL PROVISIONS

SUPPLEMENT TO PARAGRAPH 18 ITEM 4. Defining the cost coefficient when producing thermal energy using steam and hot water as heating mediums in the process of combined production of electric and thermal energy

ORDINANCE of Formation and Application of Natural Gas Prices and Tariffs (*State Gazette 27/15.03.2002*)

Chapter One. SUBJECT AND SCOPE OF THE ORDINANCE

Chapter Two. NATURAL GAS PRICES AT SALE BY THE GAS TRANSMISSION ENTERPRISE AND TRANSMISSION PRICES OVER THE TRANSMISSION NETWORK

Chapter Three. PRICE FOR NATURAL GAS STORAGE

Chapter Four. NATURAL GAS PRICES AT SALE FROM THE GAS TRANSMISSION ENTERPRISES AND TRANSMISSION PRICES OVER THE GAS TRANSMISSION NETWORKS

Chapter Five. PRICES FOR CONNECTING TO THE GAS TRANSMISSION AND GAS DISTRIBUTION NETWORKS

Chapter Six. PROCEDURE FOR PRESENTATION AND APPROBATION OF PRICES

ADDITIONAL PROVISION

TRANSITIONAL AND FINAL PROVISIONS

DECREE No 76 FROM APRIL 9th 2002 for Approving of Ordinance on the Terms and Procedure for Access of Eligible Customers and Independent Producers to the Electricity Transmission and Distribution Networks and of Ordinance on the Terms and Procedure for Providing Access to Gas Transmission and/or Gas Distribution Networks to Eligible Customers and Gas Producers (*State Gazette 39/16.04.2002*)

ORDINANCE on the Terms and Procedure for Access of Eligible Customers and Independent Producers to the Electricity Transmission and Distribution Networks (*State Gazette 39/16.04.2002*)

Section I. Procedure for Eligible Customers Election

Section II. Procedure for Granting Access to the Electricity Transmission and Distribution Networks to Eligible Customers and Independent Producers

Section III. Control

Section IV. Technical and Commercial Rules Related to the Access of Eligible Customers and Independent Producers to the Electricity Transmission and Distribution Networks

Transitional and Final Provisions

ORDINANCE on the Terms and Procedure for Providing Access to Gas Transmission and/or Gas Distribution Networks to Eligible Customers and Gas Producers (*State Gazette 39/16.04.2002*)

Section I. General Provisions

Section II. Terms for Granting Access to the Gas Transmission and/or Gas Distribution Networks

Section III. Procedure for Granting Access of Natural Gas Production Undertakings and Eligible Customers to the Gas Transmission and/or Gas Distribution Networks

Final Provisions

REGISTER of the Licenses Issued for the Activities Carried Out in the Energy Sector in Compliance with the Energy and Energy Efficiency Act (*at June 2002*)

INTERNATIONAL COOPERATION

ЗАДАЧИ И ДЕЙНОСТ НА ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР) е създадена с Постановление № 181 на Министерския съвет на Република България от 10 септември 1999 г. на основание чл.11 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ).

Задачите на ДКЕР са определени в следните основни направления:

- лицензиране на енергийните предприятия;
- контрол по спазване на условията на лицензиите;
- ценово регулиране;
- разработване на подзаконови нормативни актове, регламентиращи дейността на комисията в областта на лицензирането, ценообразуването и въвеждането на пазарни отношения и конкуренция в енергетиката;
- провеждане на търгове за газоразпределение.

В своята дейност комисията се ръководи от принципите за осигуряване на баланс между интересите на производителите и потребителите; създаване на стимули за ефективна дейност на предприятията, които са обект на ценово регулиране; осигуряване на равнопоставеност между отделните производители, доставчици и потребители. Разработването на нормативните актове се извършва от работни групи с активното участие на независими експерти и на експерти от заинтересовани министерства, ведомства и от търговските дружества от отрасъла.

В съответствие с разпоредбите на ЗЕЕЕ комисията стартира процеса на лицензиране, като досега са издадени лицензии на 7 електроразпределителни дружества, 23 топлофикации и 33 газови дружества, вкл. на “АЕЦ – Козлодуй” ЕАД, “Булгаргаз” ЕАД, “НЕК” ЕАД, “Енергийна компания Марица изток 3” АД с участието на НЕК и американската корпорация “Entergy Power Development Corporation”. Провежда се и ефективен контрол по спазването на условията на издадените лицензии.

С разработените от ДКЕР и приети с Постановление № 53 на Министерския съвет от 6 март 2002 г. наредби за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата и топлинната енергия и природния газ започна ефективното ценово регулиране на лицензираните дружества.

Реални условия за либерализиране на енергийния пазар в България се създават с подготвените и приети с Постановление № 76 от 9 април 2002 г. Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи и Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи. За доближаването до утвърдените принципи на либерализиране в международната практика ДКЕР работи със съдействието на български институции, МВФ и Световната банка.

Комисията взема активно участие в дейността на работна група “Енергетика” към Координационния съвет по подготовка на България за присъединяване към Европейския съюз. Приключено е изпълнението на проект “SARA II” за институционална подкрепа на ДКЕР, финансиран от Европейската комисия.

Осъществено е сътрудничество с Националната асоциация на регулаторните комисии на САЩ (NARUC), с чиято помощ ДКЕР беше домакин на първото

съвещание на Регионалната асоциация на енергийните регулаторни органи (ERRA). Започна да се работи и по реализирането на двегодишна програма за обмяна на опит и информация с Комитета за комунална дейност на Ню Джърси, САЩ.

При изпълнението на регулаторните си функции Държавната комисия за енергийно регулиране работи в условията на публичност, равнопоставеност и прозрачност.

Проф. д-р инж. Константин Шушулов
Председател на Държавната комисия за енергийно регулиране

ЧЛЕНОВЕ НА ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

Проф. д-н Константин Шушулов

*Председател на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Машинен инженер. Завършил е Технически университет – София, специалност "Топлотехника". Защитил е две дисертации - доктор инженер и доктор на техническите науки. Има дългогодишна преподавателска дейност. Бил е ръководител на катедра "Топло- и ядрена енергетика" и декан на Енергомашиностроителния факултет. От 2001 г. е зам.- председател на Общото събрание на ТУ - София. Председател е на Специализирания научен съвет по "Енергийни технологии и машини" към ВАК, член е на ръководството на Федерацията на НТС в България. Автор е на голям брой учебници и публикации в областта на топлоенергетиката. Има специализации в Германия и Дания. Притежава дългогодишен опит като ръководител в енергийния отрасъл. Бил е председател на Надзорния съвет на "Топлофикация - София" и председател на Съвета на директорите на НЕК. Ползва немски и руски език. Отговаря за цялостната дейност на комисията.

Игнат Томанов

*Заместник-председател на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Електроинженер. Завършил е Технически университет – София, специалност "Електроснабдяване на промишлени предприятия". Притежава дългогодишен опит като ръководител в "Електроснабдяване" - София. Има специализация по електроенергетика в Унгария. Ползва руски език. Наблюдава и отговаря за цялостната дейност на комисията.

Ангел Семерджиев

*Член на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Специалист по добива, преноса и разпределението на природен газ. Завършил е Физическия факултет на Софийски университет "Св. Климент Охридски" и финансов мениджмънт на нефтената и газовата индустрия в университета в Тексас. Има специализация в областта на петролното и минералното право в Шотландия и специализация по енергийно регулиране в Центъра за изследване на компаниите в обществения сектор в университета във Флорида, САЩ. Член е на постоянния комитет "Лицензиране и конкуренция" към Регионалната асоциация на енергийните регулаторни органи на страните от Централна и Източна Европа и Общността на независимите държави (ERRA). Ползва английски и руски език. Наблюдава и оказва помощ на дирекция "Лицензии".

Валерий Влъчков

*Член на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Електроинженер. Завършил е Технически университет- София, специалност “Електрически централи, мрежи и системи”. Има дългогодишен опит като ръководител в "Електроснабдяване" - София, София окръг и НЕК. Специализирал е енергийно регулиране в Центъра за изследване на компаниите в обществения сектор в университета във Флорида, САЩ. Ползва английски, немски и руски език. Наблюдава и оказва помощ на дирекция "Лицензии".

Добринка Добрева

*Член на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Юрист. Завършила е Софийски университет "Св. Климент Охридски". Има дългогодишен опит като главен юрисконсулт и началник отдел "Правен" в системата на енергетиката – "Електроразпределение - Столично" ЕАД, НЕК ЕАД, Комитета по енергетика, "Топлофикация - София" ЕАД и СМЕК Бобов дол. Участвала е в разработването на Закона за енергетиката и енергийната ефективност, подзаконовни нормативни актове и материали за реструктурирането на енергийния сектор. Има специализация в САЩ. Ползва английски и руски език. Отговаря за цялостната правна дейност на ДКЕР.

Тома Гьорчев

*Член на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Машинен инженер. Завършил е Технически университет - София, специалност “Топлоенергетика”. Работил е в ТЕЦ – София, "Енергопроект" и Държавната агенция по енергетика и енергийни ресурси. Има специализации в Япония и Дания, и специализация по енергийно регулиране в Центъра за изследване на компаниите в обществения сектор в университета във Флорида, САЩ. Ползва английски и руски език. Наблюдава и оказва помощ на дирекция "Контрол".

Светла Тодорова

*Член на Държавната комисия
за енергийно регулиране*

Икономист. Завършила е Университета за национално и световно стопанство - София. Има дългогодишен опит в областта на енергетиката. Работила е в “Енергопроект” и Министерство на енергетиката. Има специализация в областта на енергийното регулиране във Великобритания. Член е на постоянния комитет “Цени и тарифи” към Регионалната асоциация на енергийните регулаторни органи на страните от Централна и Източна Европа и Общността на независимите държави (ERRA). Ползва руски и английски език. Наблюдава и оказва помощ на дирекция “Икономика и финанси”.

Министерски съвет

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № 53

ОТ 6 МАРТ 2002 г.

**за приемане на наредби за образуване и прилагане
на цените и тарифите на електрическата и топлинната енергия и природния газ**

Обн., ДВ, бр.27 от 15 март 2002 г.

**МИНИСТЕРСКИЯТ СЪВЕТ
ПОСТАНОВИ:**

Чл. 1. Приема Наредба за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия - приложение № 1.

Чл. 2. Приема Наредба за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия - приложение № 2.

Чл. 3. Приема Наредба за образуване и прилагане на цените и тарифите на природния газ - приложение № 3.

Заключителни разпоредби

§ 1. Отменя се Постановление № 298 на Министерския съвет от 2001 г. за приемане на временни правила за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата и топлинната енергия и на природния газ (ДВ, бр. 111 от 2001 г.), считано от 1 април 2002 г.

§ 2. Постановлението влиза в сила от датата на приемането му.

Министър-председател:
Симеон Сакскобургготски
Главен секретар на Министерския съвет:
Севдалин Мавров

НАРЕДБА
за образуване и прилагане на цените и тарифите
на електрическата енергия
Обн., ДВ, бр.27 от 15 март 2002 г.

Глава първа
ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) С наредбата се определят правилата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия и редът за регулиране на цените от Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР).

(2) Регулирането на цените по ал. 1 се състои в задължителното прилагане на принципи и правила за:

1. образуване на начални цени от енергийните предприятия;
2. изменение на началните цени от енергийните предприятия по правилата за актуализиране и индексирание;
3. утвърждаване на образуваните цени;
4. контрол по прилагането на цените.

Чл. 2. По реда на наредбата се регулират:

1. цените и тарифите на електрическата енергия при продажба:
 - а) от производител на преносното и/или разпределителното предприятие;
 - б) от преносното предприятие на разпределителните предприятия и на потребители, присъединени към преносната мрежа;
 - в) на потребители, присъединени към разпределителната мрежа;
 - г) между две разпределителни предприятия;
2. цените за пренос на електрическа енергия;
3. цените за присъединяване.

Чл. 3. При утвърждаване на цените ДКЕР определя регулаторни периоди за цените на всяко енергийно предприятие.

Чл. 4. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране извършва периодични регулаторни прегледи, които включват:

1. оценка на отчетната и прогнозната информация, представена от енергийните предприятия;
2. одобряване на разходите за регулаторния период;
3. определяне нормата на възвръщаемост за регулаторния период;
4. определяне на приходите за регулаторния период;
5. утвърждаване на началните цени, образувани от всяко регулирано енергийно предприятие.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране може да изисква извършване на изпитания за доказване на предложените от енергийните предприятия разходни норми.

Чл. 5. (1) Енергийните предприятия представят на ДКЕР предложения за утвърждаване на начални цени за регулаторния период въз основа на предварително съгласувани с преносното и/или разпределителното предприятие, на което продават електрическа енергия, производствени и ремонтни програми.

(2) По време на определения регулаторен период енергийните предприятия могат да внасят предложения за изменение на утвърдените от ДКЕР начални цени в съответствие с глава втора, раздел II или при промяна на законодателството, която оказва влияние върху техните разходи.

Чл. 6. Цените на електрическата енергия, произведена от централи с комбинирано производство и от централи, използващи възобновяеми източници, се определят в съответствие с глава втора, раздел IV.

Чл. 7. (1) За целите на ценообразуването по реда на наредбата предложенията на енергийните предприятия за начални цени са изготвени в съответствие с указания на ДКЕР за групите и видовете разходи, подлежащи на одобряване.

(2) Енергийните предприятия отчитат фактически направените разходи съгласно Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

Чл. 8. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране определя възвръщаемост на собствения и привлечения капитал на енергийните предприятия за регулаторния период по следната формула:

$V = BV \cdot NV$, лв.,

където:

V е възвръщаемостта, лв.;

BV - базата за определяне на възвръщаемостта, лв.;

NV - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане.

(2) Базата за определяне на възвръщаемостта се изчислява по следната формула:

$BV = ДМА + ДНМА - РП_{дма} - \Phi_{да} + ОК$, лв.,

където:

$ДМА$ е балансовата стойност на дълготрайните материални активи, свързани с дейностите по производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, лв.;

$ДНМА$ - балансовата стойност на дълготрайните нематериални активи, свързани с дейностите по производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, лв.;

$РП_{дма}$ са разходите за придобиване на дълготрайни материални активи, свързани с дейността на предприятието съгласно лицензията, лв.;

$\Phi_{да}$ - балансовата стойност на дълготрайните активи, придобити за сметка на приходи от финансираня, лв.;

$ОК$ - оборотният капитал, определен като разлика между стойността на краткотрайните активи (без краткосрочни инвестиции и разходи за бъдещи периоди) и стойността на краткосрочните пасиви (без приходи за бъдещи периоди) и отчитащ необходимостта от средства за поддържане на задължителните запаси от горива, лв.

(3) Базата за определяне на възвръщаемост на независимите производители по ал. 2 ежегодно се намалява с процент, съответстващ на процента на участие на всеки производител в отварянето на пазара. ДКЕР може да определя минимален процент на намаляване на базата за определяне на възвръщаемостта с цел стимулиране отварянето на пазара.

(4) Нормата на възвръщаемост се определя по следната формула:

$$NV = NV_{\text{прк}} \frac{ПК}{СК + ПК} + NV_{\text{ск}} \frac{СК}{СК + ПК} \left(\frac{ДЗ/100}{1 - ДЗ/100} + 1 \right),$$

където:

NV е нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$NV_{\text{прк}}$ - нормата на възвръщаемост на привлечения капитал;

$ПК$ - привлеченият капитал, лв.;

$NV_{\text{ск}}$ - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

$СК$ - собственият капитал, лв.;

$ДЗ$ са общите данъчни задължения, %.

(5) Държавната комисия за енергийно регулиране определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал въз основа на:

1. лихвения процент на дългосрочни държавни ценни книжа плюс рискова премия, определена така, че да съответства на преобладаващата за страни и отрасли с подобен риск, и
2. условията, при които е осигурено финансирането на дългосрочни инвестиционни проекти с общонационално значение.

(6) С цел изглаждане на различията в годишните цени в рамките на регулаторния период нормата на възвръщаемост по години може да бъде по-висока или по-ниска от определената от ДКЕР за регулаторния период.

(7) Държавната комисия за енергийно регулиране определя норма на възвръщаемост на привлечения капитал, като:

1. одобрява структура на привлечения капитал за регулаторния период;
2. определя лихвени равнища за привлечения капитал така, че да съответстват на преобладаващите за подобни компании на съответните финансови пазари.

(8) При първоначално представяне от енергийните предприятия на цените за утвърждаване ДКЕР отчита съществуващата структура и лихвените равнища на привлечения капитал.

Общи положения

Чл. 9. Независимите производители, включени в утвърдените от министъра на енергетиката и енергийните ресурси дългосрочни планове по чл. 9, ал. 2 от Закона за енергетиката и енергийните ресурси (ЗЕЕЕ), продават на преносното и/или на съответното разпределително предприятие:

1. доставената активна електрическа енергия, и/или
2. разполагаема мощност, и/или
3. допълнителни услуги.

Чл. 10. Преносното, съответно разпределителното, предприятие изкупува разполагаемата мощност, която независимите производители по чл. 9 му предоставят, и я заплаща по правилата на глава втора, раздел II и по договорените процедури.

Чл. 11. (1) Общите плащания на преносното или на разпределителното предприятие по договор за продажба на електрическа енергия представляват сума от:

1. плащания за активна енергия;
2. плащания за мощност;
3. плащания за допълнителни услуги;
4. допълнителни плащания.

(2) Плащанията по ал. 1 се основават на ежечасово търговско измерване и сумиране на показанията на търговските прибори за всички места на доставка на електрическа енергия.

Чл. 12. (1) Цените за енергия и за мощност се образуват от независимия производител за съответните регулаторни периоди, определени от ДКЕР.

(2) Цените за допълнителни услуги и допълнителните плащания се договарят ежегодно между независимия производител и преносното предприятие.

Раздел II

Цена за мощност

Чл. 13. (1) Началната цена за мощност се образува по следната формула:

$$C_m = \frac{P_{\text{уп}} + \text{БВ} \cdot \text{НВ}}{R_{\text{пр.м}}}, \text{ лв./МВтч},$$

където:

$P_{\text{уп}}$ са условнопостоянните разходи за дейността, лв/г.;

БВ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$R_{\text{пр.м}}$ - разполагаемостта на предоставената съгласно чл. 10 мощност, МВтч.

(2) Условнопостоянните разходи се определят от независимия производител на базата на прогноза по години за регулаторния период и включват разходи за:

1. заплати и възнаграждения;
2. начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство;
3. амортизации, изчислени по линеен метод и в зависимост от полезния срок на годност на дълготрайните активи;
4. ремонт;
5. други, независещи от обема на производството.

(3) При регулаторен период, по-дълъг от една година, разходите по ал. 2 се определят при макроикономически условия и цени към началото на регулаторния период. За едногодишни регулаторни периоди разходите са прогнозни и съобразени с бюджетната рамка за съответната година.

(4) Разходите по ал. 2 ежегодно се намаляват с процент, съответстващ на процента на участие на всеки производител в отварянето на пазара. ДКЕР може да определя минимален процент на намаляване на разходите с цел стимулиране отварянето на пазара.

(5) Базата за определяне на възвръщаемост се определя съгласно чл. 8.

(6) Разполагаемостта на предоставената мощност се определя като сума от предоставените почасови мощности за всички периоди на разполагаемост по следната формула:

$$R_{\text{пр.м}} = \sum_{M_{\text{пр}}=1}^T M_{\text{пр}},$$

където:

$M_{\text{пр}}$ е предоставената почасова мощност, МВт;

T са съгласуваните периоди на разполагаемост, часове.

(7) Предоставената почасова мощност е максималната разполагаема мощност на производителя, определена по следната формула:

$$M_{\text{пр}} = (M_{\text{раб}} - M_{\text{сп}}), \text{ МВт},$$

където:

$M_{\text{раб}}$ е максималната работна мощност, МВт

$M_{\text{сп}}$ - мощността в съгласуван престой, МВт.

Чл. 14. (1) При отнемане на топлина от кондензационен турбоагрегат за продажба цената за мощност се определя по следната формула:

$$Ц_{\text{м}} = \frac{[P_{\text{уп}} - P_{\text{уп.топл}} + (БВ - БВ_{\text{топл}})НВ](1 - K_{\text{ег}})}{P_{\text{м}}},$$

където:

$Ц_{\text{м}}$ е цената за мощност, лв./МВтч;

$P_{\text{уп}}$ са общите условнопостоянни разходи на производителя, лв/г.;

$P_{\text{уп.топл}}$ - условнопостоянните разходи за чисто топлофикационна дейност (водогрейни котли, мрежови помпи и др.), лв/г.;

$БВ$ е общата база за определяне на възвръщаемост на производителя, лв.;

$БВ_{\text{топл}}$ - базата за определяне на възвръщаемост на съоръжения за чисто топлофикационна дейност (водогрейни котли, мрежови помпи и др.), лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$P_{\text{м}}$ - разполагаемостта на предоставената мощност на производителя, МВтч;

$K_{\text{ег}}$ - коефициентът "електрическа глоба", съответстващ на непроизведената електрическа енергия в резултат на производството на топлинна енергия за продажба.

(2) Коефициентът "електрическа глоба" се определя по формулата:

$$K_{\text{ег}} = \frac{\left[\frac{\sum_{i=1}^n M_{\text{н.ел}_i} - \sum_{i=1}^n M_{\text{и.ел}_i}}{\sum_{i=1}^n M_{\text{Т}_i}} \right] E_{\text{Т}}}{\sum_{j=1}^k E_{\text{ел.ен}_j}},$$

където:

$M_{\text{н.ел}_i}$ е номиналната електрическа мощност на турбината, от която се отнема топлина за продажба, в чисто кондензационен режим, МВт;

$M_{\text{и.ел}_i}$ - изчислената електрическа мощност на турбина, получена в резултат на намаляване на номиналната електрическа мощност при отнемане на топлина за продажба, МВт;

$M_{\text{Т}_i}$ - средногодишната топлинна мощност, отнета за продажба от турбината, МВт;

$E_{\text{Т}}$ - годишното количество топлинна енергия, отпусната от централата за продажба, МВтч;

$E_{\text{ел.ен}_j}$ - годишното количество произведена електрическа енергия, МВтч;

i - броят на турбините с отнемане на топлина за продажба;

j - броят на всички турбини в централата.

Чл. 15. (1) За образуване на началната цена за мощност независимият производител съгласува с преносното и/или разпределителното предприятие разполагаемостта на предоставената мощност по блокове на централата за всички периоди на разполагаемост.

(2) След утвърждаването от ДКЕР на началната цена за мощност независимият производител договаря с преносното и/или разпределителното предприятие разполагаемостта и плащанията за предоставената мощност по блокове на централата за всички периоди на разполагаемост.

(3) Преносното предприятие има право да изисква извършване на изпитвания за разполагаемата мощност на блоковете в съответствие с договорени процедури на изпитване.

(4) При различия в разполагаемата мощност, установени по процедурите на ал. 2 и 3, за фактически предоставена мощност се приема установената при последното изпитване до извършването на ново, което може да бъде по инициатива на независимия производител.

Чл. 16. (1) Преносното, съответно разпределителното, предприятие заплаща на независимия производител дължимите суми за фактически предоставената мощност по утвърдената от ДКЕР цена на периоди, определени в договора.

(2) Фактически предоставената мощност е равна на договорената мощност в случаите, когато производителят изпълнява диспечерските нареждания. В случаите, когато производителят не изпълнява диспечерските нареждания, фактически предоставената мощност е равна на договорената мощност, намалена с отклонението от диспечерския график.

Чл. 17. (1) Освен плащанията за фактически предоставената мощност преносното, съответно разпределителното, предприятие заплаща на независимия производител:

1. мощността, предоставена над договорената, по искане на оператора на преносната система и/или разпределителната мрежа;

2. други условия, предвидени в договора.

(2) Независимият производител заплаща на преносното, съответно на разпределителното, предприятие при:

1. удължаване на договорения период за ремонт и поддръжка;

2. намаляване на максималната работна мощност под договорената;

3. други условия, предвидени в договора.

(3) Плащанията по ал. 1 и 2 се извършват по цени, договорени между независимия производител и преносното, съответно разпределителното, предприятие.

Чл. 18. (1) Независимият производител може да прави предложение за изменение на утвърдената за съответния регулаторен период начална цена за мощност за следващата календарна година с индекс, определен по следната формула:

$$I_t = I_{t-1} \left(1 + \frac{I_t}{100} K_e \right),$$

където:

I_t е индексът за корекция на началната цена за мощност;

I_{t-1} - индексът, приложен при предишната корекция на цените;

I_t - инфлацията за периода t , %;

K_e - коефициентът за ефективност за периода t , където $0,5 < K_e \leq 1$.

(2) Процентът на инфлация за периода t е обявеният от Националния статистически институт за 12-месечен период, предхождащ месеца на внасяне на предложението.

(3) При първата корекция на цената за мощност индексът I_{t-1} е равен на 1.

(4) Коефициентът на ефективност се определя от ДКЕР на базата на оценка на ефективността на всяко регулирано енергийно предприятие.

(5) Държавната комисия за енергийно регулиране приема критерии за оценка на ефективността на енергийните предприятия.

Чл. 19. По предложение на независимия производител за определени елементи на цената за мощност може да се прилага валутна индексация.

Раздел III

Цена за енергия

Чл. 20. (1) Цената за енергия се образува по следната формула:

$$C_e = P_r + P_k + P_{пр.р} + P_{яф}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

P_r са разходите за гориво (вода), лв./кВтч;

P_k - разходите за консумативи, лв./кВтч;

$P_{яф}$ - вноските за фонд "Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци" и за фонд "Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация", лв./кВтч;

$P_{пр.р}$ - променливите разходи, зависещи от количеството произведена електрическа енергия, включително за ремонт и поддръжка, лв./кВтч.

(2) Разходите за гориво на централи, използващи въглища, мазут и природен газ, се определят по следната формула:

$$P_r = C_{уг} \cdot R_{уг} \cdot 10^{-6}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

$C_{уг}$ е цената на тон условно гориво съгласно сключените договори за снабдяване с гориво, лв./т_{уг};

$R_{уг}$ - средният нетен специфичен разход на условно гориво, г_{уг}/кВтч.

(3) Средният нетен специфичен разход на условно гориво за всеки енергиен блок се определя и доказва пред ДКЕР въз основа на техническата документация на завода производител, последния тест на експлоатационните характеристики на съоръженията и съгласувания режим на работа, включително разходите за мазут за определен брой планирани цикли спиране/пускане на блоковете.

(4) За независим производител, използващ атомно гориво, разходите за ядрено гориво представляват горивната компонента (лв./кВтч), определена и доказана пред ДКЕР въз основа на средната цена на използваното атомно гориво, експлоатационните характеристики на съоръженията и съгласувания режим на работа.

(5) При отнемане на топлина от кондензационен турбоагрегат за продажба цената за енергия се образува, като средният нетен специфичен разход на условно гориво се определя за номиналния режим на работа на съответната турбина.

(6) За водоелектрическите централи разходите за вода се определят в зависимост от специфичния разход на вода и таксите за водоползване и услугата за водоподаване.

(7) Разходите за консумативи се определят въз основа на технически характеристики на съоръженията и съгласувания режим на работа.

(8) Вноските за фонд "Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци" и за фонд "Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация" се определят в съответствие с действащото законодателство.

Чл. 21. Независимият производител представя в ДКЕР предложението си за утвърждаване на цена за енергия заедно със справка за цените на горивата от договорите за доставка на горива.

Чл. 22. Преносното, съответно разпределителното, предприятие заплаща периодично дължимите суми за доставената и измерената в мястото на продажба нетна електрическа енергия, определени по следната формула:

$$Пл_e = Ц_e \cdot E_{дост},$$

където:

Пл_e е плащането за енергия, лв.;

Ц_e - цената за енергия, определена съгласно чл. 20, лв./кВтч;

E_{дост} - доставеното количество електрическа енергия от независимия производител на мястото за продажба, определено в договора, кВтч.

Чл. 23. (1) Освен сумите по чл. 22 преносното, съответно разпределителното, предприятие заплаща на независимия производител по договорени цени произведената над договореното електрическа енергия по искане на оператора на преносната система.

(2) Независимият производител плаща на преносното, съответно на разпределителното, предприятие за електрическата енергия, която е произведена в по-малко от договореното по вина на независимия производител.

(3) Независимият производител получава допълнителни плащания за извършването на набор от следните услуги, договорени с преносното предприятие:

1. участие в първично регулиране на честотата;
2. участие във вторично регулиране на честотата;
3. пускания и спирания на блокове извън договорените;
4. други.

(4) Плащанията по ал. 1, 2 и 3 се извършват по цени, договорени между независимия производител и преносното, съответно разпределителното, предприятие.

Чл. 24. Операторът на преносната мрежа извършва икономично планиране и диспечирание на енергийната система, като включва за производство централите по реда, съответстващ на нарастването на договорените цени, спазвайки изискванията за сигурност на доставките.

Раздел IV

Цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия

и от централи, използващи възобновяеми източници до 10 мегавата

Чл. 25. (1) Преносното, съответно разпределителното, предприятие изкупува от независими производители по преференциални цени, определени от ДКЕР:

1. цялото количество нетна електрическа енергия от централи до 10 мегавата, използващи възобновяеми източници;
2. произведеното по комбиниран начин нетно количество електрическа енергия от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

(2) Преференциалните цени по ал. 1 са сума от:

1. най-високата цена за енергия на кондензационна електроцентрала, с която преносното предприятие има годишен договор, и

2. надбавка, ежегодно определяна от ДКЕР, в зависимост от първичния енергиен източник при отчитане на състоянието и плановете за развитие на електроенергийната система.

(3) Преносното или съответното разпределително предприятие изкупува нетна електроенергия, произведена "принудено" и/или "диспечериано" от централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по договорни цени.

Чл. 26. Количеството електрическа енергия, произведена от турбогенератори за комбинирано производство, се определя при максимален коефициент на полезно действие (КПД) на инсталацията при технологично необходимото производство на топлина за прогнозираното потребление.

Чл. 27. Производителите по чл. 25, ал. 1 предоставят ежегодно на преносното, съответно на разпределителното, предприятие прогноза за мощностите и за обема на производството за следващата календарна година, включително комбинирано и принудено производство на брутна и нетна електрическа енергия.

Чл. 28. Когато независимият производител произвежда електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници и от конвенционални енергийни източници (въглища, ядрена енергия, мазут, природен газ и др.), той е длъжен да декларира отделно нетната електрическа енергия, произведена от всеки от тези два типа енергоизточници.

Чл. 29. Държавната комисия за енергийно регулиране има право да възложи независима проверка за сметка на независимия производител, която да удостовери действително произведената електрическа енергия по комбиниран начин.

Глава трета ЦЕНИ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ

Раздел I

Преходно ценообразуване

Чл. 30. Разпоредбите на този раздел се прилагат до изравняването на средната продажна цена на електрическата енергия за битови нужди с разходите за снабдяване на ниско напрежение.

Чл. 31. (1) Преносното предприятие образува средна продажна цена на електрическата енергия за разпределителните предприятия по следната формула:

$$C_{e,cp} = \frac{\sum C_i \cdot E_i + \sum C_j \cdot M_j + P_d - P_{вн} - P_{износ}}{E_p}, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

$\sum C_i \cdot E_i$ - общите разходи на преносното предприятие за купена енергия, лв.;

$\sum C_j \cdot M_j$ - общите разходи на преносното предприятие за купена мощност, лв.;

P_d - необходимите приходи на преносното предприятие, определени по чл. 36, ал. 4, лв.;

$P_{вн}$ - приходите от потребители, присъединени към преносната мрежа по чл. 34, ал. 1, лв.;

$P_{износ}$ - приходите от износ, съгласно сключени договори, лв.;

E_p е продадената енергия на разпределителните предприятия, кВтч.

(2) Общите разходи на преносното предприятие за купена енергия се определят при отчитане на одобрените от ДКЕР технологични разходи по пренос.

(3) Приходите от потребители, присъединени към преносната мрежа по чл. 34, ал. 1, се определят по прогнози за обем и структура на потребление и по действащи тарифни цени.

(4) Приходите от износ се определят въз основа на договорени количества и цени.

(5) Продадената енергия на разпределителните предприятия се определя на базата на техните прогнози за потребление и мотивирани предложения за технологични разходи на електрическа енергия при разпределение.

(6) В края на всяка календарна година разликата между фактическите приходи и приходите по ал. 3 и 4 се отчита от преносното предприятие при подготовката на предложението за цени за следващата календарна година.

Чл. 32. Преносното предприятие продава електрическа енергия на разпределителните предприятия по индивидуални цени, осигуряващи им еднаква норма на възвръщаемост, определена от ДКЕР, при условията на единни цени за крайните потребители в страната.

Раздел II

Разходноориентирано ценообразуване

Чл. 33. Разпоредбите на този раздел се прилагат след изпълнението на изискванията по раздел I на тази глава.

Чл. 34. (1) Преносното предприятие образува цени, по които продава електрическа енергия и мощност на разпределителните предприятия и на потребителите, присъединени към преносната мрежа, с които има сключен договор за продажба на електрическа енергия.

(2) Преносното предприятие продава на потребителите по ал. 1 енергия и мощност по тарифни цени за енергия и средна цена за мощност.

(3) Преносното предприятие продава на разпределителните предприятия енергия и мощност по средна цена за енергия и индивидуална цена за мощност.

Чл. 35. Средната цена за енергия се образува ежегодно от преносното предприятие на базата на утвърдените от ДКЕР цени за енергия на независимите производители, цените за енергия, по които купува енергия от производители в неговия състав, цените, по които купува енергия от внос, производствената си програма за следващата година, разходите за закупуване на допълнителни услуги от независими производители и мотивирано предложение за технологични разходи на електрическа енергия при пренос по следната формула:

$$C_{e,cp} = \frac{\sum C_i \cdot E_i + \sum C_j \cdot E_j + \sum C_{вн} \cdot E_{вн} + \sum P_{ду}}{\left(\sum E_i + \sum E_j + \sum E_{вн} \right) \left(1 - \frac{TP_{пр}}{100} \right)}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

$\sum C_i \cdot E_i$ са общите разходи на преносното предприятие за купена енергия от независими производители, лв.;

$\sum E_i$ е енергията, купена от преносното предприятие от независими производители, кВтч;

$\sum C_j \cdot E_j$ са общите разходи на преносното предприятие за енергия, произведена от производители в рамките на преносното предприятие, лв.;

$\sum E_j$ е енергията, предоставена от централи в рамките на преносното предприятие, кВтч;

$\sum C_{вн} \cdot E_{вн}$ са общите разходи на преносното предприятие за купена енергия от внос, лв.;

$\sum E_{вн}$ е купената енергия от преносното предприятие от внос, кВтч;

$\sum P_{ду}$ са общите разходи на преносното предприятие за закупуване на допълнителни услуги от независимите производители, лв.;

$TP_{пр}$ е мотивираното предложение за технологични разходи на електрическа енергия при пренос, %.

Чл. 36. (1) Средната цена за мощност се образува ежегодно от преносното предприятие на базата на утвърдените от ДКЕР цени за мощност на независимите производители, цените за мощност, по които купува от производители в неговия състав, договорената разполагаема мощност на независимите производители и заявките на покупка на мощност от разпределителните предприятия и от потребителите, присъединени към преносната мрежа.

(2) Средната цена за мощност се определя по следната формула:

$$C_{m,cp} = \frac{\sum C_i \cdot M_i + \sum C_j \cdot M_j + P_d - P_{износ} + C_e \cdot E_{износ}}{\sum M_{макс}}, \text{ лв./кВт},$$

където:

$\sum C_i \cdot M_i$ са общите разходи на преносното предприятие за купена мощност от независими производители, лв.;

$\sum \text{Ц}_j \cdot \text{М}_j$ - общите разходи на преносното предприятие за мощност, предоставена от производители в рамките на преносното предприятие, лв.;

$\sum \text{М}_{\text{макс}}$ е максималната мощност на системата, кВт;

$\text{П}_д$ са необходимите приходи на преносното предприятие за дейността, лв.;

$\text{П}_{\text{износ}}$ - приходите на преносното предприятие от износ на електрическа енергия съгласно сключени договори, лв.;

$\text{Ц}_е$ е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 35;

$\text{Е}_{\text{износ}}$ - електрическата енергия за износ съгласно сключени договори, кВтч.

(3) Максималната мощност на системата е достигнатото максимално потребление на електрическа енергия в продължение максимум на един час в рамките на годината.

(4) Необходимите приходи на преносното предприятие, подлежащи на одобряване от ДКЕР, се образуват по следната формула:

$$\text{П}_д = \text{Р}_{\text{уп}} + \text{БВ} \cdot \text{НВ}, \text{ лв./г.},$$

където:

$\text{Р}_{\text{уп}}$ са условнопостоянните разходи за дейността, лв./г.;

БВ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане, %.

Чл. 37. Преносното предприятие внася в ДКЕР за одобряване предложение за условно-постоянните си разходи за следващия регулаторен период поотделно за следните дейности:

1. поддържане на преносната и спомагателните мрежи;
2. развитие на преносната мрежа, свързано с присъединяването на нови потребители;
3. прогнозиране, планиране и проучвания съгласно чл. 76 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност;
4. централно диспечериране;
5. търговска дейност;
6. производство на електрическа енергия поотделно за всеки производител в рамките на преносното предприятие;
7. централно управление (общофункционални звена).

Чл. 38. (1) По време на регулаторния период преносното предприятие може да внася предложение в ДКЕР за изменение на одобрените си приходи по правилата на чл. 18.

(2) В края на календарната година разликата между фактическите количества и приходи от износ на електрическа енергия и тези по сключените договори се отчита от преносното предприятие при подготовката на предложение за цена за мощност за следващата календарна година.

Чл. 39. (1) Преносното предприятие внася в ДКЕР предложение за утвърждаване на тарифни цени за енергия (в рамките на средната цена за енергия) по зони на денонощието (върхова, дневна и нощна), съобразени със среднопотеглената цена, по която преносното предприятие купува енергия в съответните зони.

(2) Преносното предприятие може да внася в ДКЕР предложения за тарифни цени по сезони на годината, дни от седмицата и други.

(3) По преценка на преносното предприятие и съгласувано с ДКЕР средната цена за мощност също може да се диференцира по зони на денонощието.

Чл. 40. (1) Индивидуалната цена за мощност се образува от преносното предприятие по следната формула:

$$\text{Ц}_{\text{М}_i} = \frac{\text{П}_{\text{кр.п}} - \text{П}_д - \text{Р}_{\text{нп}} - \text{Р}_{\text{е.пр}}}{\text{М}_3}, \text{ лв./МВт/г.},$$

където:

$\text{Ц}_{\text{М}_i}$ е индивидуалната цена за мощност за i -тото разпределително предприятие, лв./МВт/г.;

$\text{П}_{\text{кр.п}}$ са приходите от продажби на крайни потребители, присъединени към разпределителната мрежа на съответното разпределително предприятие, лв./г.;

$\text{П}_д$ - необходимите приходи за дейността, одобрени от ДКЕР и определени съгласно чл. 52, лв./г.;

$\text{Р}_{\text{нп}}$ - разходите за купена енергия и мощност от независими производители, присъединени към мрежата на съответното разпределително предприятие, лв./г.;

$\text{Р}_{\text{е.пр}}$ - разходите за купена енергия от преносното предприятие, лв./г.;

M_3 - заявената мощност от разпределителното предприятие за покупка от преносното предприятие, МВт/г.

(2) Индивидуалните цени за мощност по ал. 1 се образуват от преносното предприятие на базата на одобрени от ДКЕР приходи и разходи на разпределителните предприятия.

Чл. 41. Приходите от продажби на крайни потребители се определят на базата на утвърдените от ДКЕР тарифни цени за електрическа енергия за крайни потребители съгласно чл. 55, прогнози за развитие и структура на крайното потребление, разработени в съответствие с изискванията на чл. 8 и 9 ЗЕЕЕ, по следната формула:

$$P_{кр.п} = \sum C_i \cdot E_i, \text{ лв./г.},$$

където:

C_i са тарифните цени, лв./кВтч;

E_i е прогнозното годишно потребление на електрическа енергия по тарифни зони, кВтч.

Чл. 42. Заявената мощност от разпределителното предприятие за покупка от преносното предприятие се определя на базата на прогноза за максималното часово потребление за съответния регулаторен период в МВт.

Чл. 43. Преносното предприятие изкупува енергия и мощност от производителите на електрическа енергия, които са в състава на дружеството, по вътрешни договори.

Глава четвърта ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБИ ОТ РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Раздел I

Преходно ценообразуване

Чл. 44. Разпоредбите на този раздел се прилагат до изравняването на средната продажна цена на електрическата енергия за битови нужди с разходите за снабдяване на ниско напрежение.

Чл. 45. Цените на електрическата енергия за потребители, присъединени към разпределителната мрежа, са единни за цялата територия на страната.

Чл. 46. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране определя средна продажна цена на електрическата енергия за битови нужди по следната формула:

$$C_б = \frac{\sum P_{e_i} + \sum П_{д_i} - \sum П_{неб_i}}{\sum E_{б_i}},$$

където:

$\sum P_{e_i}$ са общите разходи на разпределителните предприятия за покупка на електрическа енергия, лв.;

$\sum П_{д_i}$ - необходимите приходи за дейността на разпределителните предприятия, одобрени от ДКЕР, лв.;

$\sum П_{неб_i}$ - приходите от продажби на електрическа енергия на потребители ВН, СН и НН-небитови, присъединени към разпределителната мрежа, лв.;

$\sum E_{б_i}$ е електрическата енергия за продажба на битови потребители, кВтч;

i - броят на разпределителните предприятия.

(2) Общите разходи на разпределителните предприятия за покупка на електрическа енергия се определят въз основа на прогнози за потребление и мотивирани предложения за технологични разходи при разпределение.

(3) Приходите от продажби на електрическа енергия на потребители ВН, СН и НН-небитови, присъединени към разпределителната мрежа, се определят на базата на прогнози за обема и структурата на потребление на електрическа енергия и действащи тарифни цени.

Чл. 47. (1) Средната продажна цена за битови потребители по чл. 46 се достига чрез ежегодни повишения в рамките на преходния период.

(2) Тарифните цени за битови потребители по зони на денонощието се изменят в съответствие със средната продажна цена.

Чл. 48. (1) Продажбите на електрическа енергия между съседни разпределителни предприятия се осъществяват по средната цена за енергия по чл. 31.

(2) Отклоненията на фактическите приходи на разпределителните предприятия от одобрените от ДКЕР, дължащи се на покупко-продажби между съседни разпределителни предприятия, се отчитат при утвърждаването на цени за следващия регулаторен период.

Раздел II

Разходноориентирано ценообразуване

Чл. 49. Разпоредбите на този раздел се прилагат след изпълнението на изискванията по раздел I на тази глава.

Чл. 50. (1) Цените на електрическата енергия за потребители, присъединени към разпределителната мрежа, са единни за цялата територия на страната.

(2) Разпределителните предприятия изготвят ежегодно съвместно предложение за следващата календарна година за:

1. средна продажна цена (лв./кВтч) на електрическата енергия за потребители, присъединени към разпределителната мрежа;

2. тарифни цени съгласно приета тарифна структура.

Чл. 51. Средната продажна цена по чл. 50, ал. 2, т. 1 се определя като отношение на общите разходи на разпределителните предприятия за покупка на енергия и мощност и необходимите приходи за дейността им към прогнозираното количество електрическа енергия по следната формула:

$$Ц_{\text{ср.пр}} = \frac{\sum Ц_e \cdot E_i + \sum Ц_{\text{м.ср}} \cdot M_i + \sum P_{\text{преф}_i} + \sum P_{\text{нпр}_i} + \sum П_{\text{д}_i}}{\sum E_{\text{д}_i}}, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

$Ц_e \cdot E_i$ - разходите на i -тото разпределително предприятие за покупка на енергия от преносното предприятие, лв.;

$Ц_{\text{м.ср}} \cdot M_i$ - разходите на i -тото разпределително предприятие за покупка на мощност от преносното предприятие, лв.;

$P_{\text{преф}_i}$ - разходите на i -тото разпределително предприятие за покупка на енергия по преференциални цени, лв.;

$P_{\text{нпр}_i}$ - разходите на i -тото разпределително предприятие за покупка на енергия и мощност от независими производители при договори с цени за мощност и енергия, лв.;

$П_{\text{д}_i}$ - необходимите приходи за дейността на i -тото разпределително предприятие, лв.;

$E_{\text{д}_i}$ е прогнозното количество електрическа енергия за доставка от i -тото разпределително предприятие на потребители, присъединени към разпределителната мрежа, кВтч.

Чл. 52. (1) Подлежащите на одобряване от ДКЕР необходими приходи за дейността се определят от всяко разпределително предприятие по следната формула:

$$П_{\text{д}} = P_{\text{уп}} + БВ \cdot НВ, \text{ лв./г.},$$

където:

$P_{\text{уп}}$ са условнопостоянните разходи за дейността, лв./г.;

$БВ$ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане.

(2) Условнопостоянните разходи се определят от разпределителното предприятие на базата на прогноза за регулаторния период и се представят в ДКЕР общо и поотделно за следните дейности:

1. поддържане на разпределителните мрежи;

2. развитие на разпределителните мрежи, свързано с присъединяването на потребители, с изключение на разходите за присъединяване на потребители по глава седма;

3. снабдяване на крайните потребители.

(3) По време на регулаторния период разпределителните предприятия могат да внасят предложения в ДКЕР за изменение на одобрените си приходи по правилата на чл. 18.

Чл. 53. Разходите на разпределителното предприятие за покупка на енергия от независими производители, присъединени към разпределителната мрежа, се определят за следващата календарна година на базата на:

1. определени от ДКЕР преференциални цени за изкупуване на енергия от независими производители съгласно глава втора, раздел IV;

2. прогнози за обем на производството, предоставени от независимите производители по т. 1;

3. плащания по сключени договори с независими производители за продажба на мощност и енергия.

Чл. 54. (1) Купената енергия от *i*-тото разпределително предприятие се определя по следната формула:

$$E_{\text{куп}_i} = \frac{E_{\text{д}_i}}{\left(1 - \frac{TR_{\text{разпр}_i}}{100}\right)},$$

където:

$E_{\text{куп}_i}$ е купената енергия от *i*-тото разпределително предприятие, кВтч;

$E_{\text{д}_i}$ - прогнозното количество електрическа енергия за доставка от *i*-тото разпределително предприятие на потребители, присъединени към разпределителната мрежа, кВтч;

$TR_{\text{разпр}_i}$ - мотивираното предложение за технологични разходи при разпределение на електроенергия за *i*-тото разпределително предприятие, %.

(2) В края на календарната година разликата между прогнозните и фактическите приходи от продадена електрическа енергия се отчита от разпределителните предприятия при подготовката на предложения за цени за следващата календарна година.

Чл. 55. Разпределителните предприятия изготвят съвместно предложение за тарифни цени за потребители, присъединени към разпределителната мрежа, в рамките на средната продажна цена, определена съгласно чл. 51, съобразени с разходите за електроснабдяване на всяка категория потребители, съгласно утвърдените тарифни структури.

Чл. 56. (1) Продажбите на електрическа енергия между съседни разпределителни предприятия се осъществяват по средната цена за енергия по чл. 35.

(2) Допълнителните технологични разходи при разпределение в резултат на покупко-продажби между съседни разпределителни предприятия се отчитат от ДКЕР при утвърждаването на цени за следващия регулаторен период.

Глава пета

НАДБАВКИ И ОТСТЪПКИ ВЪРХУ ЦЕНАТА НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В ЗАВИСИМОСТ ОТ СРЕДНОМЕСЕЧНОТО ПОТРЕБЛЕНИЕ НА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ

Чл. 57. (1) Потребител на електрическа енергия, извършващ стопанска дейност с декларирана електрическа мощност 100 киловата и повече, присъединен към преносната или разпределителната електрическа мрежа, заплаща потребената и отдадената в електрическата мрежа реактивна електрическа енергия.

(2) Потребителят заплаща положителната разлика между потребената реактивна електрическа енергия и потребената активна електрическа енергия, коригирана с коефициент, съответстващ на фактор на мощността, през всички зони на денонощието по следната формула:

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{рпотребена}} - K \cdot E_{\text{апотребена}},$$

където:

$E_{\text{рпл}}$ е реактивната електрическа енергия, подлежаща на плащане, кВАрч;

$E_{\text{рпотребена}}$ - потребената реактивна електрическа енергия, отчетена по показанията на търговски електромер за реактивна енергия, кВАрч;

$K = 0,62$ - коефициентът, съответстващ на фактор на мощността $\cos \varphi = 0,85$;

$E_{\text{апотребена}}$ - потребената активна електрическа енергия, отчетена по показанията на търговски електромер за активна енергия, кВтч.

(3) Потребителят заплаща цялото количество реактивна електрическа енергия, отдадена в електрическата мрежа през нощната зона, кВАрч.

(4) Потребителят заплаща потребената и отдадената реактивна електрическа енергия по ал. 2 и 3 по цена, равна на 5 на сто от цената на активната енергия за съответната зона.

Чл. 58. (1) Показанията на електромерите за активна и реактивна електрическа енергия в измервателната група се отчитат едновременно.

(2) Скалите на електромерите от една измервателна група се превключват едновременно от един часовников превключвател.

Чл. 59. (1) Потребителите по чл. 57 измерват:

1. използваните количества реактивна електрическа енергия с електромери за реактивна енергия с две скали;
2. отдаваните количества реактивна електрическа енергия с електромери за реактивна енергия с една скала.

(2) Изискването по ал. 1, т. 2 не се отнася за потребители, които нямат монтирани кондензаторни батерии, синхронни двигатели или други източници на реактивна мощност.

Чл. 60. Потребител, който измерва използваните количества електрическа енергия чрез електромер с една скала, и потребител, който не измерва използваната реактивна електрическа енергия, заплаща 20 на сто увеличение върху стойността на използваната активна електрическа енергия във всички зони.

Чл. 61. Потребителите по чл. 57 заплащат отдаваната реактивна електрическа енергия по цени за върхова активна електрическа енергия за съответното ниво на напрежение.

Чл. 62. Потребителят, който не измерва отдаваната реактивна енергия, заплаща увеличение в размер 20 на сто върху стойността на използваната във всички зони активна електрическа енергия.

Чл. 63. Изискванията на чл. 57 - 62 не се прилагат за здравни заведения, за детски градини, за учебни заведения, без техните производствени бази, независимо от разрешените им електрически мощности.

Чл. 64. Когато преносното или разпределителното предприятие използва електрическите мрежи и уредби на един потребител за електроснабдяване и на други потребители, редът и начинът за определяне на използваните количества активна и реактивна енергия от различните потребители и отдаваната от тях реактивна енергия в електроенергийната система се определят с протоколи между потребителите.

Чл. 65. Когато по искане на преносното или разпределителното предприятие потребителите отдават реактивна енергия в електроенергийната система, преносното или разпределителното предприятие я заплаща на потребителя по цени, определени в договор.

Чл. 66. В зависимост от състоянието на електроенергийната система преносното или разпределителното предприятие може да предписва на потребителите да изключват своите източници на реактивна мощност, като в този случай потребителят не заплаща консумираната реактивна енергия, посочена в чл. 57.

Глава шеста ЦЕНА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ ПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ

Чл. 67. (1) Преносното предприятие образува цена за пренос на електрическа енергия при продажби между производители и привилегирвани потребители, присъединени към преносната мрежа.

(2) Цената за пренос включва цена за мощност, цена за енергия и цена за системни услуги.

Чл. 68. Цената за мощност се определя по следната формула:

$$C_m = \frac{P_d}{\sum M_{\max}}, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

P_d са необходимите приходи на преносното предприятие за осъществяване на дейността по пренос на електрическа енергия, лв.;

$\sum M_{\max}$ е максималната мощност на системата, определена съгласно чл. 36, ал. 3, кВт.

Чл. 69. Цената за енергия се определя по следната формула:

$$C_{e.pr} = C_{e.cp} \cdot TP_{pr}/100, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

$C_{e.cp}$ е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 35, лв./кВтч;

TP_{pr} - мотивираното предложение за технологични разходи на електрическа енергия при пренос, %.

Чл. 70. Цената за системни услуги се определя по следната формула:

$$C_{cy} = \frac{P_{dy}}{E_d}, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

P_{dy} са разходите на преносното предприятие за купени допълнителни услуги от производителите, лв.;

E_d е доставената енергия до потребителите, кВтч.

Чл. 71. За периода на действие на разпоредбите на глава трета, раздел I и на глава четвърта, раздел I цената за пренос се определя по следната формула:

$$C_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{д}} + C_{\text{е.ср}} \cdot E_{\text{д}} \frac{TR_{\text{пр}}}{100} + P_{\text{ду}}}{E_{\text{д}} \left(1 - \frac{TR_{\text{пр}}}{100} \right)}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

$P_{\text{д}}$ са необходимите приходи на преносното предприятие за осъществяване на дейността по пренос на електрическа енергия, лв.;

$C_{\text{е.ср}}$ е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 31, лв./кВтч;

$E_{\text{д}}$ - доставената в мрежата електрическа енергия за продажба и за пренос от преносното предприятие, кВтч;

$TR_{\text{пр}}$ - мотивираното предложение за технологични разходи на електрическа енергия при пренос, %;

$P_{\text{ду}}$ са разходите на преносното предприятие за купени допълнителни услуги от производителите, лв.

Глава седма

ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ОБЕКТИ НА ПОТРЕБИТЕЛИ

Чл. 72. (1) Енергийните предприятия образуват цени за присъединяване, които се заплащат от новоприсъединени потребители, от съществуващи потребители, които увеличават заявената си мощност, и от потребители - собственици на енергийни обекти, подлежащи на изкупуване от енергийните предприятия съгласно чл. 92, ал. 7 ЗЕЕЕ при тяхното изкупуване.

(2) Потребителите по чл. 92, ал. 1 ЗЕЕЕ плащат цена за присъединяване, която включва само непосредствените разходи за включване на инсталациите на потребителите към мрежата на енергийното предприятие.

(3) Цените за присъединяване по ал. 1 са единни за цялата страна и се прилагат в границите на регулация на населените места.

(4) Цените за присъединяване на обекти на потребители към преносната мрежа и тези на потребители извън границите на регулация на населените места се определят по индивидуален проект и се образуват чрез калкулация на индивидуалните разходи по проекта, като включват необходимите разходи за осъществяване на присъединяването от границата на собствената електрическа инсталация на обекта до най-близкия енергиен обект на съответната мрежа, към която се осъществява присъединяването.

Чл. 73. (1) Цените за присъединяване по чл. 72, ал. 3 се образуват по групи потребители и включват постоянна и променлива компонента, утвърдени от ДКЕР.

(2) Утвърдените от ДКЕР цени за присъединяване не подлежат на диференциране за мощности между долната и горната граница на мощността за съответната група.

Чл. 74. (1) Постоянната компонента се определя за следния минимален брой на групите потребители в зависимост от заявената мощност на потребителя:

1. група до 6 кВт;
2. група от 7 до 15 кВт;
3. група от 16 до 50 кВт;
4. група от 51 до 100 кВт;
5. група от 101 до 200 кВт;
6. група от 201 до 500 кВт;
7. група от 501 до 1000 кВт.

(2) Енергийните предприятия могат да представят за утвърждаване от ДКЕР единно предложение за детализиране броя на групите потребители в зависимост от заявената мощност, както и за формиране на група потребители с над 1000 кВт присъединявана мощност при наличие на достатъчно данни за разходите.

(3) Цената за присъединяване за мощност над максимално определената по ал. 1 или 2 се определя по индивидуален проект.

Чл. 75. (1) Променливата компонента се определя в зависимост от разстоянието от обекта до най-близката съществуваща или проектна точка за присъединяване към мрежата на съответното напрежение или до най-близкия трафопост.

(2) Променливата компонента е равна на нула, когато разстоянието по ал. 1 е по-малко или равно на 25 м.

(3) За разстояния извън случаите по ал. 2 всеки допълнителен метър кабел или въздушна линия се заплаща по цена за съответната група потребители, утвърдена от ДКЕР.

Чл. 76. Постоянната компонента на цените за присъединяване отразява средните разходи за присъединяване за всяка група потребители и се определя по следната формула:

$$C_{\text{пр},i} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n \text{Разходи за присъединяване}_i \right)}{n},$$

където:

$C_{\text{пр},i}$ е цената за присъединяване за i -тата група потребители, лв.;

$\sum_{i=1}^n$ Разходи за присъединяване _{i} са общите разходи за присъединяване на енергийното предприятие за

i -тата група потребители през годината, предхождаща предложението за промяна на цените, лв.;

n е броят на присъединяванията за i -тата група потребители през предходната година, лв.

Чл. 77. Постоянната компонента на разходите за присъединяване по групи потребители включва:

1. за групите до 50 кВт присъединена мощност: разходите за доставка и монтаж на електромерно табло, изграждане на проводната част за присъединяване на разстояние до 25 м, доставка и монтаж на и чрез необходимата за целта апаратура, арматура и опроводяване;

2. за групите от 50 до 200 кВт присъединена мощност: разходите за доставка и монтаж на необходимата апаратура, арматура и опроводяване в трафопоста и електромерното табло, изграждане на проводната част до 25 м и доставка и монтаж на електромерно табло и оборудването му;

3. за групите от 200 до 1000 кВт присъединена мощност:

а) разходите за изграждане на необходимата мощност в трафопоста, неговата строителна част, оборудването му с необходимата апаратура и съоръжения и опроводяването му, доставка и монтаж на апаратите от измервателната система;

б) разходите за присъединяване на трафопост към електроразпределителната мрежа средно напрежение чрез изграждане на проводна част 1 x 25 м за въздушен електропровод и 2 x 25 м за кабелен електропровод.

Чл. 78. (1) Променливата компонента в цената за присъединяване включва разходите за изграждане на проводната част на присъединението за разстоянието от най-близката съществуваща или проектна точка на присъединяване към електроразпределителната мрежа на съответното ниво на напрежение до електромерното табло на потребителя (за групите до 200 кВт заявена мощност) или до трафопоста (за групите от 200 до 1000 кВт), намалени с разходите за изграждането на 25 м проводна част.

(2) При присъединяване на потребители от групите над 200 кВт заявена мощност към кабелна мрежа средно напрежение точката на присъединяване е точката на разделяне на трасетата на двата кабелни електропровода.

Чл. 79. Цените за присъединяване са за трета категория на сигурност на захранването. За останалите категории на сигурност цените за присъединяване се определят, както следва:

$$C_{\text{пр},i}(\text{II}) = 1,8 \cdot C_{\text{пр},i}(\text{III});$$

$$C_{\text{пр},i}(\text{I}) = 2,8 \cdot C_{\text{пр},i}(\text{III}),$$

където:

$C_{\text{пр},i}(\text{III})$ е цената за присъединяване за i -тата група потребители, трета категория на сигурност, лв.;

$C_{\text{пр},i}(\text{II})$ - цената за присъединяване за i -тата група потребители, втора категория на сигурност, лв.;

$C_{\text{пр},i}(\text{I})$ - цената за присъединяване за i -тата група потребители, първа категория на сигурност, лв.

Глава осма

ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИ

Чл. 80. В годината, предхождаща регулаторния период, на базата на определена от ДКЕР норма на възвръщаемост енергийните предприятия внасят в ДКЕР съответните предложения, както следва:

1. независимите производители, които продават на преносното предприятие мощност и енергия - предложения за цени за мощност и цени за енергия;
2. преносното предприятие - предложения за цени за пренос;
3. разпределителните предприятия - предложения за приходи на единица мощност и за технологични разходи на електрическа енергия при разпределение; за периода на преходното ценообразуване - необходими приходи за дейността и технологични разходи на електрическа енергия при разпределение.

Чл. 81. Държавната комисия за енергийно регулиране съгласува предложенията на енергийните предприятия по чл. 80.

Чл. 82. Преносното предприятие внася в ДКЕР:

1. предложение за цени за енергия и за мощност за потребители, присъединени към преносната мрежа;
2. за периода на преходното ценообразуване - предложение за средна продажна цена на електрическата енергия за разпределителните предприятия.

Чл. 83. Разпределителните предприятия внасят в ДКЕР съвместно предложение за средна продажна цена на електрическата енергия и тарифни цени за потребители, присъединени към разпределителната мрежа.

Чл. 84. Разпределителните предприятия внасят в ДКЕР информация за очакваните приходи от продажби на енергия на крайни потребители, за разходите за купена енергия и мощност от независими производители и за разходите за купена енергия от преносното предприятие.

Чл. 85. Държавната комисия за енергийно регулиране утвърждава индивидуалните цени за мощност на разпределителните предприятия, а за периода на преходното ценообразуване - индивидуални цени на електрическата енергия.

Чл. 86. (1) Енергийните предприятия след изпълнение на процедурата по чл. 72 - 85 представят своите предложения за цени и тарифи в срока по чл. 23 ЗЕЕЕ, придружени от:

1. опис на всички представени документи;
2. подробни пресмятания, доказателства и обосновки за образуване на всеки от елементите на цените и тарифите съобразно изискванията на настоящите правила.

(2) Енергийно предприятие - независим производител, който реализира дългосрочен инвестиционен проект, освен документите по ал. 1 трябва да представи допълнително:

1. финансов модел за срока на проекта;
2. описание на съществените параметри на финансовия модел;
3. сключените основни споразумения по проекта, които определят реализирането на проекта и принципите на ценообразуването.

Чл. 87. (1) Енергийните предприятия при поискване са длъжни да осигуряват информация и достъп на членовете на ДКЕР и на упълномощени от нейния председател длъжностни лица до всички свои документи, свързани с регулирането на цените на електрическата енергия и мощност.

(2) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си за предоставяне на ДКЕР на информацията според настоящите правила или когато ДКЕР установи липса на достатъчно документи и доказателства и/или несъответствия на предложеното образуване на цените и тарифите с принципите на чл. 22, ал. 1 ЗЕЕЕ и с настоящите правила, ДКЕР уведомява писмено вносителя на предложението и изисква от него да представи липсващите документи, информация и доказателства и/или да преработи предложението си в съответствие с посочените принципи и правила в 10-дневен срок от датата на получаване на уведомлението.

(3) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си по ал. 1 и 2, председателят на ДКЕР е длъжен да предложи на длъжностно лице по чл. 65 ЗЕЕЕ да приложи разпоредбата на чл. 165, ал. 2 ЗЕЕЕ по отношение на управителя на енергийното предприятие.

(4) При повторно за период от една година неизпълнение от страна на енергийното предприятие на задълженията му за представяне на информация и предложения за цени и тарифи за електрическата енергия освен действията по ал. 1 - 3 може да пристъпи към процедура за отнемане на лицензията в съответствие с Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензии за извършване на дейностите в енергетиката, приета с Постановление № 58 на Министерския съвет от 2000 г. (ДВ, бр. 36 от 2000 г.).

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. "Регулаторен период" е периодът между два регулаторни прегледа.

2. "Максимална работна мощност" е максимално достижимата мощност на всеки енергиен блок, определена чрез процедура за изпитване, измерена в МВт.
3. "Изпитване" е проверка, тестване на мощността за всеки енергиен блок.
4. "Енергия" е активната електрическа енергия.
5. "Реактивна електрическа енергия" е енергията, произведена и доставена от генераторите за определено време, способна да поддържа напрежението и електромагнитното поле, измервана във "варчас" (ВАрч) и производните единици.
6. "Цена за енергия" е цената, чрез която се покриват променливите (зависещите от обема на производството, преноса или разпределението на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие.
7. "Цена за мощност" е цената, чрез която се покриват постоянните (независещите от обема на производството, преноса или разпределението на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие.
8. "Средна продажна цена" е среднопретеглената цена на електрическата енергия при продажба от разпределителните предприятия на крайни потребители по утвърдените тарифни цени.
9. "Тарифна цена" е цената на електрическата енергия за дадена категория потребители, ниво на напрежение, зона на денонощието и други съгласно утвърдена тарифна структура.
10. "Нетен специфичен разход на условно гориво" е разходът на гориво за производство на 1 кВтч предоставена електроенергия, измерен в грамове условно гориво с калоричност 7000 ккал/кг.
11. "Електрическа енергия, произведена по комбиниран начин" е електрическата енергия, произведена едновременно със и поради паротнетата от турбогенератора топлинна енергия, при задоволяване нуждите на потребителите от топлинна енергия и при минимално количество пара през кондензатора съгласно техническите изисквания на турбината. Произведената от противоналегателни турбоагрегати електроенергия е изцяло комбинирана.
12. "Принудено произведена електрическа енергия" е произведената допълнително над комбинираната електрическа енергия, когато минималните технологични натоварвания на парните котли са по-големи от нуждите на потребителите.
13. "Диспечерирана произведена електрическа енергия" в централите за комбинирано производство е произведената допълнително електрическа енергия над комбинираната и принудената поради диспечерско разпореждане.
14. "Брутно произведена електрическа енергия" е произведената от производителя и измерена електрическа енергия, включително енергията за собствените му технологични нужди или други негови потребности.
15. "Нетна електрическа енергия" е електрическата енергия, която се доставя от производителя след задоволяване на собствените му технологични или други нужди.
16. "Доставена електрическа енергия" е нетната електрическа енергия, измерена на мястото за продажба, определено в договора.
17. "Привлечен капитал" е сумата от краткосрочните и дългосрочните заеми на енергийното предприятие.
18. "Дългосрочен инвестиционен проект" е проект за разширение и/или за рехабилитация, и/или за модернизация на съществуваща електроцентраля или проект за изграждане на нова или на заместваща производствена мощност, който се реализира от енергийно предприятие, като срокът за откупуване на инвестициите, необходими за реализиране на проекта, е не по-малък от 5 години.
19. "Финансов модел" е модел, разработен на основата на метода на дисконтиране на паричните потоци, чрез който се изчислява възвръщаемостта на собствения и привлечения капитал.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. При прилагането на наредбата през първата година след влизането ѝ в сила процедурата по глава осма се изпълнява в следните срокове:

1. До 12 март в ДКЕР се внасят предложенията от:
 - а) независимите производители, които продават на преносното предприятие мощност и енергия - за цени за мощност и цени за енергия, по образец, утвърден от ДКЕР;
 - б) преносното предприятие - за необходимите приходи за дейността съгласно лицензиите и технологични разходи на електрическа енергия при пренос, по образец, утвърден от ДКЕР;
 - в) разпределителните предприятия - за необходимите приходи за дейността и технологичните разходи на електрическа енергия при разпределение, по образец, утвърден от ДКЕР.
2. До 20 март ДКЕР съгласува предложенията на енергийните предприятия по т. 1.

3. До 29 март ДКЕР утвърждава предложенията на енергийните предприятия по т. 1.

§ 3. В Наредбата за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи на производители и потребители, приета с Постановление № 76 на Министерския съвет от 2000 г. (обн., ДВ, бр. 40 от 2000 г.; Решение № 5730 на Върховния административен съд от 2001 г. - ДВ, бр. 67 от 2001 г.), се правят следните изменения:

1. В чл. 15 ал. 1 се изменя така:

"(1) За присъединяването на обект към електрическата мрежа в зависимост от заявената мощност и категорията на сигурност на захранване лицата по чл. 11, ал. 1 заплащат цена за присъединяване."

2. Приложението към чл. 15, ал. 1 се отменя.

§ 4. Наредбата се приема на основание чл. 20, ал. 1 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност.

НАРЕДБА
за образуване и прилагане на цените и тарифите
на топлинната енергия

Обн., ДВ, бр.27 от 15 март 2002 г.

Глава първа
ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) С наредбата се определят правилата за образуване и прилагане на цените на топлинната енергия и редът за тяхното регулиране от Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР).

(2) Регулирането на цените по ал. 1 се състои в задължително прилагане на принципи и правила за:

1. образуване на начални цени от енергийните предприятия;
2. изменение на началните цени от енергийните предприятия;
3. утвърждаване на образуваните цени;
4. контрол по прилагане на цените.

Чл. 2. По реда на наредбата се регулират:

1. цените на топлинната енергия с топлоносители гореща вода и/или водна пара при продажба от производителите и от топлопреносните предприятия;
2. цените за пренос на топлинна енергия с топлоносители гореща вода и/или водна пара;
3. цените за присъединяване към топлопреносните мрежи.

Чл. 3. Държавната комисия за енергийно регулиране определя регулаторни периоди за цените на всяко енергийно предприятие.

Чл. 4. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране извършва периодични регулаторни прегледи, които включват:

1. оценка на отчетната и прогнозната информация, представена от енергийните предприятия;
2. одобряване на разходите за регулаторния период;
3. определяне нормата на възвръщаемост за регулаторния период;
4. определяне на приходите за регулаторния период;
5. утвърждаване на началните цени за регулаторния период.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране може да изисква извършване на изпитвания за доказване на предложените от енергийните предприятия разходни норми.

Чл. 5. (1) Енергийните предприятия представят на ДКЕР преди началото на регулаторния период предложения за утвърждаване на начални цени за единица продукция и услуга.

(2) По време на регулаторния период енергийните предприятия внасят предложения за изменение на утвърдените от ДКЕР начални цени в съответствие с разпоредбите на наредбата.

Чл. 6. (1) За целите на ценообразуването по реда на наредбата предложенията на енергийните предприятия за начални цени се изготвят в съответствие с указанията на ДКЕР за групите и видовете разходи, подлежащи на одобряване.

(2) Енергийните предприятия отчитат фактически направените разходи съгласно Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(3) Цените по наредбата са максимално допустими и се образуват от предприятията при обосноваване на планираните разходи за дейностите по производство и пренос на топлинна енергия и за присъединяване на потребители съобразно условията в лицензията.

Чл. 7. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране определя възвръщаемост на собствения и на привлечения капитал на енергийните предприятия по формулата:

$$V = BV \cdot NV,$$

където:

V е възвръщаемостта, лв.;

BV - базата за определяне на възвръщаемостта, лв.;

NV - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане.

(2) Базата за определяне на възвръщаемостта се изчислява по формулата:

$$BV = ДМА + ДНМА - РП_{дма} - \Phi_{да} + ОК,$$

където:

ДМА е балансовата стойност на дълготрайните материални активи, свързани с дейностите по производство и/или пренос на топлинна енергия, лв.;

ДНМА - балансовата стойност на дълготрайните нематериални активи, свързани с дейностите по производство и/или пренос на топлинна енергия, лв.;

РП_{дма} са разходите за придобиване на дълготрайни материални активи, свързани с дейността на предприятието съгласно лицензията, лв.;

Ф_{да} е балансовата стойност на дълготрайните активи, придобити за сметка на приходи от финансираня, лв.;

ОК - оборотният капитал, определен като разлика между стойността на краткотрайните активи (без краткосрочните инвестиции и разходите за бъдещи периоди) и стойността на краткосрочните пасиви (без приходите за бъдещи периоди) и отчитащ необходимостта от средства за поддържане на задължителните запаси от горива, лв.

(3) Нормата на възвръщаемост се определя по формулата:

$$НВ = НВ_{\text{прк}} \frac{ПК}{СК + ПК} + НВ_{\text{ск}} \frac{СК}{СК + ПК} \left(\frac{ДЗ/100}{1 - ДЗ/100} + 1 \right),$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

НВ_{прк} - нормата на възвръщаемост на привлечения капитал;

ПК - привлеченият капитал, лв.;

НВ_{ск} - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

СК - собственият капитал, лв.;

ДЗ са общите данъчни задължения, %.

(4) Държавната комисия за енергийно регулиране определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал, съобразена с лихвения процент на дългосрочни държавни ценни книжа плюс рисковата премия, определена така, че да съответства на преобладаващата за отрасли с подобен риск.

(5) Държавната комисия за енергийно регулиране определя норма на възвръщаемост на привлечения капитал, като:

1. одобрява структура на привлечения капитал за регулаторния период;

2. определя норма на възвръщаемост на привлечения капитал така, че да съответства на преобладаващите лихвени равнища за подобни компании на съответните финансови пазари.

(6) При първоначално представяне на цените от енергийните предприятия за утвърждаване ДКЕР отчита съществуващата структура и лихвените равнища на привлечения капитал.

Чл. 8. Предприятията представят образуванияте по реда на наредбата цени за утвърждаване от ДКЕР заедно с необходимите доказателствени документи по списък и образец, утвърден от нея.

Чл. 9. Цените се публикуват от енергийните предприятия в един централен и в един местен всекидневник след утвърждаването им от ДКЕР.

Глава втора

ЦЕНИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ

Чл. 10. Енергийните предприятия - производители на топлинна енергия, образуват и представят за утвърждаване от ДКЕР начални цени за:

1. мощност в левове за мегават;

2. енергия в левове за мегаватчас.

Чл. 11. (1) Цената за мощност се определя по формулата:

$$Ц_{\text{м}} = \frac{P_{\text{уп}} + БВ \cdot НВ}{M_{\text{дог}}},$$

където:

Ц_м е цената за мощност, лв./МВт;

P_{уп} + БВ · НВ са необходимите приходи за дейността, лв.;

P_{уп} са годишните прогнозни условнопостоянни разходи за осигуряване на договорената мощност, лв.;

БВ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$M_{\text{дог}}$ - договорената мощност между производителя и преносното предприятие и/или директно присъединените потребители, МВт.

(2) Условнопостоянните разходи се определят от производителя на базата на прогноза за регулаторния период и включват разходите за:

1. заплати и възнаграждения;
2. начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство;
3. амортизации, изчислени по линеен метод и в зависимост от полезния срок на годност на дълготрайните активи;
4. ремонт и поддръжка;
5. други разходи, независещи от обема на производството.

(3) Когато производството се извършва в повече от една централа (топлоизточник), разходите за организация и управление се включват в условнопостоянните разходи на теплоизточниците пропорционално на инсталираната им топлинна мощност.

Чл. 12. (1) При производство на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода цената за мощност се определя поотделно за топлоенергията с двата вида топлоносители.

(2) Когато продаваната топлинна енергия с топлоносител водна пара е не повече от 25 на сто от общото количество продавана топлинна енергия, се допуска образуване на обща цена за мощност на топлинната енергия с топлоносители водна пара и гореща вода.

Чл. 13. В случаите по чл. 12, ал. 1 разходите по чл. 11, ал. 2 и 3 се определят като сума от:

1. условнопостоянните разходи, пряко свързани с производството на топлинна енергия със съответния топлоносител;
2. общите условнопостоянни разходи, разпределени пропорционално на договорената мощност за съответния топлоносител.

Чл. 14. (1) В случаите по чл. 12, ал. 1 базата за възвръщаемост се определя като сума от пряката и общата база за възвръщаемост:

(2) Пряката база за възвръщаемост се определя по формулата:

$BV_{\text{пряка}} = DA_{\text{пр}} - RP_{\text{дма пр}} - \Phi_{\text{да пр}}$, лв.,
където:

$BV_{\text{пряка}}$ са пряко свързаните с производството на топлинна енергия със съответния топлоносител елементи на базата за възвръщаемост;

$DA_{\text{пр}}$ е балансовата стойност на дълготрайните активи;

$RP_{\text{дма пр}}$ са разходите за придобиване на дълготрайни материални активи;

$\Phi_{\text{да пр}}$ е балансовата стойност на ДМА, придобити за сметка на приходи от финансираня.

(3) Общата база за възвръщаемост се определя по формулата:

$BV_{\text{обща}} = DA_{\text{обща}} - RP_{\text{дма обща}} - \Phi_{\text{да обща}} + ОК$, лв.,
където:

$BV_{\text{обща}}$ са общите за производството на топлинна енергия с двата топлоносителя елементи на базата за възвръщаемост:

$DA_{\text{обща}}$ е балансовата стойност на общите дълготрайни активи;

$RP_{\text{дма обща}}$ са общите разходи за придобиване на дълготрайни материални активи;

$\Phi_{\text{да обща}}$ е балансовата стойност на общите ДМА, придобити за сметка на приходи от финансираня;

ОК - оборотният капитал.

(4) Общата база за възвръщаемост се разпределя между топлинната енергия с топлоносители водна пара и гореща вода пропорционално на договорените мощности.

Чл. 15. (1) Цената за енергия в лв./МВтч за съответния топлоносител се образува, като променливите необходими разходи се разделят на договорените количества топлинна енергия.

(2) Променливите необходими разходи включват:

1. разходите за горива, определени на базата на прогнозни годишни производствени програми, утвърдени разходни норми за горивата и договорени цени на горивата;
2. разходите за електрическа енергия и вода, определени на базата на утвърдени разходни норми и договорени цени;
3. други разходи, зависещи от количеството произведена топлинна енергия.

(3) При производство на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода цената за енергия се определя поотделно за двата вида топлоносители, като променливите необходими

разходи се разделят на сумата от договорените количества топлинна енергия за продажба със съответния топлоносител.

(4) Когато продаваната топлинна енергия с топлоносител водна пара е не повече от 25 на сто от общото количество продавана топлинна енергия, се допуска образуване на обща цена за енергия в производството на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода.

Чл. 16. При производство на топлинна и електрическа енергия за продажба образуването на цените на топлинната енергия е в зависимост от вида на турбоагрегата.

Чл. 17. (1) При отнемане на топлина за продажба от кондензационен турбоагрегат цените на топлинната енергия се образуват, както следва:

1. цената за мощност на топлинната енергия се образува по формулата:

$$Ц_{м.те} = \frac{P_{уп.топл} + BB_{топл} \cdot HB + [P_{уп} - P_{уп.топл} + (BB - BB_{топл})HB]K_{ег}}{M_{дог.топл}},$$

където:

$Ц_{м.те}$ е годишната цена за мощност на топлинната енергия, лв./МВт;

$P_{уп.топл}$ са условнопостоянните разходи за чисто топлофикационна дейност (водогрейни котли, мрежови помпи и др.), лв./Г.;

$BB_{топл}$ е базата за определяне възвръщаемост на съоръжения за чисто топлофикационна дейност (водогрейни котли, мрежови помпи и др.), лв.;

HB - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$P_{уп}$ са общите годишни условнопостоянни разходи на производителя, лв.;

BB е общата база за определяне възвръщаемост на производителя, лв.;

$M_{дог.топл}$ - договорената топлинна мощност с преносното предприятие и/или директно присъединените потребители, МВт;

$K_{ег}$ - коефициентът "електрическа глоба", съответстващ на непроизведената електрическа енергия в резултат на производството на топлинна енергия за продажба, определен по реда на чл. 14, ал. 2 от Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия;

2. общите условнопостоянни разходи и разходите за чисто топлофикационна дейност се определят по групи разходи съгласно чл. 11, ал. 2 и 3; общата база за определяне на възвръщаемост на производителя и тази за чисто топлофикационна дейност се определят по реда на чл. 7, ал. 2, като базата за възвръщаемост за чисто топлофикационна дейност не включва оборотен капитал;

3. цената за енергия се образува по следната формула:

$$Ц_{е.те} = Ц_{ел.ен} \cdot K_{ег} \cdot 10^3,$$

където:

$Ц_{е.те}$ е цената за енергия на топлинната енергия, лв./МВтч;

$Ц_{ел.ен}$ - цената за енергия на електрическата енергия, образувана съгласно чл. 20 от Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия, лв./кВтч.

(2) Цените за мощност и за енергия на топлинната енергия с топлоносител водна пара и с топлоносител гореща вода са еднакви.

Чл. 18. (1) При комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от пароотнемна и противоналегателна турбина пълните разходи за производството на топлинна енергия са равни на разликата между пълните необходими разходи на производителя и прогнозните приходи от продажбата на електрическа енергия. Прогнозните приходи от продажба на електрическа енергия са равни на прогнозните количества електрическа енергия, умножени по преференциалната цена на електрическата енергия, определена от ДКЕР.

(2) Пълните разходи за производство на топлинна енергия по ал. 1 се разделят на променливи разходи и на необходими приходи за дейността по производство на топлинна енергия, пропорционално на отношението на променливите към пълните разходи за дейността на производителя по производство на електрическа и топлинна енергия.

(3) Цената за мощност е еднаква за двата вида топлоносители и се образува по формулата на чл. 11, ал. 1, като в числител се поставят определените по реда на ал. 2 необходими приходи за дейността по производство на топлинна енергия.

(4) Получените по ал. 2 променливи разходи за производство на топлинна енергия се разпределят между топлоенергията с различни топлоносители чрез коефициент на разходите, определен съгласно приложението.

(5) Цените за енергия с различните топлоносители се получават, като променливите разходи за производство на топлинна енергия с двата вида топлоносители се разделят на съответните количества топлинна енергия, договорени за продажба.

(6) Когато продаваната топлинна енергия с топлоносител водна пара е не повече от 25 на сто от общото количество продавана топлинна енергия, се допуска образуване на обща цена за енергия на топлинната енергия с топлоносители водна пара и гореща вода в производството.

Чл. 19. (1) Цената за енергия с топлоносител водна пара се определя за 100 на сто невъннат кондензат.

(2) Производителят получава плащания за количествата доставена топлинна енергия по показанията на средствата за търговско измерване, намалени с количествата топлинна енергия на върнатия на производителя кондензат с температура в границите от 30 до 70 °C и стойността на невъннатото количество топлоносител.

(3) Цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода се определя за 100 на сто върнат топлоносител.

(4) Плащанията се извършват за количествата доставена топлинна енергия съгласно показанията на средствата за търговско измерване, към които се прибавя топлинната енергия на добавъчната вода в топлоизточника за допълване на топлопреносната мрежа, определена по следната формула:

$$TE = 1,163 \cdot V \cdot \Delta t \cdot 10^{-3},$$

където:

TE е топлинната енергия на добавъчната вода, МВтч;

V - количеството на добавъчната вода, т;

Δt - разликата между температурата на водата във връщащата магистрала и водоизточника на производителя, °C.

Чл. 20. (1) Производителят, когато изпълнява функциите и на топлопреносно предприятие, получава плащания за топлинна енергия с периодичност и в размери съгласно чл. 35.

(2) Теплопреносното предприятие заплаща на производителя дължимите суми за доставената и измерената в мястото на продажба топлинна енергия по цена, образувана по реда на чл. 15, и с периодичност съгласно договора за продажба.

(3) Теплопреносното предприятие заплаща на производителя дължимите суми за фактически предоставената топлинна мощност по цена, образувана по реда на чл. 11, и с периодичност съгласно договора за продажба.

Чл. 21. (1) Производителите имат право да внасят предложение за изменение на утвърдената за регулаторния период цена за мощност за следващата календарна година по следната формула:

$$I_t = I_{t-1} \left[1 + \frac{I_t}{100} K_e \right],$$

където:

I_t е индексът за корекция на началната цена за мощност;

I_{t-1} - индексът, приложен при предишната корекция на цените;

I_t - инфлацията за периода t, %;

K_e - коефициентът за ефективност за периода t, където $0,5 < K_e \leq 1$.

(2) Процентът на инфлация за периода t е обявеният от Националния статистически институт за 12-месечен период, предхождащ месеца на внасяне на предложението.

(3) Коефициентът на ефективност се определя от ДКЕР на базата на оценка на ефективността на всяко регулирано енергийно предприятие.

(4) Държавната комисия за енергийно регулиране приема с решение критерии за оценка на ефективността на енергийните предприятия.

Чл. 22. Производителите внасят предложения за изменение на цените за енергия, когато промяната в цените на горивото, електроенергията, водата и/или други компоненти предизвика промяна на прогнозните променливи необходими разходи за единица енергия с повече от 5 на сто.

Чл. 23. В края на всяка календарна година прогнозните приходи от продажба на електрическа енергия за следващата календарна година, определени по реда на чл. 18, се коригират с разликата между прогнозните и фактически получените приходи за 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението.

Глава трета
ЦЕНИ ЗА ПРЕНОС НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ

Чл. 24. Теплопреносните предприятия образуват и представят за утвърждаване от ДКЕР начални цени за:

1. договорена мощност в левове за мегават;
2. пренесена топлинна енергия в левове за мегаватчас.

Чл. 25. Цените за пренос на топлинна енергия се определят за всяка самостоятелно функционираща теплопреносна мрежа за гореща вода или водна пара.

Чл. 26. (1) Цената за мощност се определя по формулата:

$$Ц_m = \frac{P_{уп} + БВ \cdot НВ}{M_{дог}}, \text{ лв./МВт,}$$

където:

$Ц_m$ е цената за мощност, лв./МВт;

$P_{уп}$ са годишните прогнозни условнопостоянни необходими разходи за дейността, лв.;

$БВ$ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$M_{дог}$ - договорената мощност между теплопреносното предприятие и потребителите, МВт.

(2) Условнопостоянните необходими разходи се определят на базата на прогноза за регулаторния период и включват разходи за:

1. заплати и възнаграждения;
2. начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство;
3. амортизации, изчислени по линеен метод и в зависимост от полезния срок на годност на дълготрайните активи;
4. ремонт и поддръжка;
5. други разходи, независещи от количеството пренесена топлинна енергия.

(3) Разходите по ал. 2 включват и условнопостоянните необходими разходи за дейността по дяловото разпределение на топлинна енергия.

Чл. 27. (1) Цената за енергия се образува, като променливите разходи за пренос на топлинна енергия се разделят на договорените количества топлинна енергия.

(2) Променливите необходими разходи включват:

1. разходи за електрическа енергия, определени на базата на утвърдени разходни норми и договорни цени;
2. мотивирано предложение за технологични разходи за пренос на топлинната енергия.

Чл. 28. Преносните предприятия имат право да внасят предложения за изменение на утвърдената за съответния регулаторен период цена за мощност за следващата календарна година по реда на чл. 21.

Чл. 29. Преносните предприятия имат право да внасят предложения за изменение на цените за енергия в случаите и при условията на чл. 22.

Глава четвърта
ЦЕНИ НА ТОПЛИННАТА ЕНЕРГИЯ
ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ТОПЛОПРЕНОСНИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Чл. 30. Теплопреносните предприятия образуват единни цени за топлинна енергия с топлоносител водна пара и за топлинна енергия с топлоносител гореща вода за всички потребители, присъединени към съответната теплопреносна мрежа.

Чл. 31. Цените за топлинна енергия за съответния топлоносител са:

1. цена за мощност в левове за един мегават;
2. цена за енергия в левове за един мегаватчас.

Чл. 32. Теплопреносно предприятие, което купува цялата топлинна енергия или част от нея, образува цена за мощност за присъединените потребители, като:

1. разходите за покупка на мощност от независими производители се добавят към собствените условнопостоянни разходи за производство и пренос на топлинна енергия;
2. възвръщаемостта се определя по реда на чл. 7;

3. сумата от разходите по т. 1 и възвръщаемостта по т. 2 се разделя на сумата от договорените мощности с потребителите.

Чл. 33. (1) Топлопреносно предприятие, което купува цялата топлинна енергия или част от нея, образува цена за енергия за присъединените потребители, като:

1. разходите за покупка на енергия от независими производители се добавят към собствените променливи разходи за производство и пренос на топлинна енергия;

2. сумата от разходите по т. 1 се разделя на прогнозното потребление на топлинна енергия.

(2) В края на календарната година разликата между прогнозните и фактическите приходи от продадена топлинна енергия се отчитат от топлопреносното предприятие при подготовката на предложения за цени за следващата календарна година.

Чл. 34. Вертикално интегрираните предприятия образуват цена за мощност и енергия съгласно глави втора и трета и при спазване изискванията на чл. 25 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ).

Чл. 35. (1) Потребителите по чл. 106 ЗЕЕЕ заплащат дължимите суми, както следва:

1. годишната сума за договорена мощност - на равни месечни вноски;

2. сумата за енергия - ежемесечно на базата на измереното количество топлинна енергия.

(2) Потребителите по чл. 106а ЗЕЕЕ заплащат дължимите суми, както следва:

1. годишната сума за договорена мощност - на равни месечни вноски;

2. сумата за доставена топлинна енергия - по реда на чл. 110 ЗЕЕЕ.

Глава пета

ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ТОПЛОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 36. (1) Цените за присъединяване на потребители към топлопреносните мрежи покриват разходите на топлопреносните предприятия за подготовка и включване на инсталациите на потребителите.

(2) Цените за присъединяване се одобряват от ДКЕР по предложение на топлоснабдителните предприятия с отчитане размера на общата инсталирана мощност и по категории потребители, както следва:

1. потребители, извършващи стопанска дейност;

2. самостоятелни потребители;

3. потребители, собственици в сграда - етажна собственост.

(3) Допуска се разходите за изграждане на свързващи топлопроводи, топломери и абонатни станции да бъдат заплатени от потребителите. В този случай те се възстановяват от енергийното предприятие в срок, определен в договора за доставка на топлинна енергия.

Чл. 37. Енергийните предприятия производители и потребителите на топлинна енергия, извършващи стопанска дейност, изграждат присъединителните съоръжения за своя сметка.

Чл. 38. Цените по чл. 36 се преразглеждат по инициатива на топлопреносните предприятия или на ДКЕР.

Глава шеста

ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Чл. 39. В годината, предхождаща регулаторния период за дадена цена, на базата на определената от ДКЕР норма на възвръщаемост енергийните предприятия представят в ДКЕР отчетна информация за основните икономически и технико-икономически показатели за предходната година, за първото полугодие на текущата година и прогнозна информация за второто полугодие на текущата година, както и прогнозна информация за следващата календарна година по образец, утвърден от ДКЕР.

Чл. 40. Енергийните предприятия внасят в ДКЕР:

1. предложение за цени за производство на топлинна енергия - по видове топлоносители; енергийните предприятия, произвеждащи електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин, отчитат в предложенията си определената от ДКЕР преференциална цена на електрическата енергия;

2. предложение за цени за пренос на топлинна енергия по видове топлоносители за всяка отделно оперираща топлопреносна мрежа;

3. предложение за общи крайни цени на топлинната енергия по видове топлоносители от вертикално интегрирани енергийни предприятия, опериращи в едно населено място.

Чл. 41. (1) При необходимост от незабавна индексация съгласно чл. 22 и 29 енергийното предприятие подготвя и представя в ДКЕР съответното предложение в 10-дневен срок от възникване на предизвикателите го обстоятелства.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране се произнася по предложението в 20-дневен срок.

Чл. 42. Енергийните предприятия след изпълнение на процедурата по чл. 39 - 41 представят своите предложения за цени в срока по чл. 23 ЗЕЕЕ, придружени от:

1. опис на всички представени документи;

2. подробни пресмятания, доказателства и обосновки за образуване на всеки от елементите на цените съобразно изискванията на настоящите правила.

Чл. 43. (1) Енергийните предприятия са длъжни да осигуряват информация и достъп на членовете на ДКЕР и на упълномощени от нейния председател длъжностни лица до всички свои документи, свързани с регулирането на цените на топлинната енергия.

(2) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си за предоставяне на ДКЕР на информацията според наредбата или когато ДКЕР установи липса на достатъчно документи и доказателства и/или несъответствия на предложеното образуване на цените с принципите в чл. 22, ал. 1 ЗЕЕЕ и с наредбата, ДКЕР уведомява писмено вносителя на предложението и изисква от него да представи липсващите документи, информация и доказателства и/или да преработи предложението си в съответствие с посочените принципи и правила в 10-дневен срок от датата на уведомлението.

(3) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си по ал. 1 и 2, председателят на ДКЕР е длъжен да предложи на длъжностно лице по чл. 65 ЗЕЕЕ да приложи разпоредбата на чл. 165, ал. 2 ЗЕЕЕ по отношение на управителя на енергийното предприятие.

(4) При повторно за период от една година неизпълнение от страна на енергийното предприятие на задълженията му за представяне на информация и предложения за цени на топлинната енергия освен действията по ал. 1 - 3 ДКЕР може да пристъпи към процедура за отнемане на лицензията в съответствие с Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензии за извършване на дейностите в енергетиката, приета с Постановление № 58 на Министерския съвет от 2000 г. (ДВ, бр. 81 от 2001 г.).

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. "Регулаторен период" е периодът между два регулаторни прегледа.

2. "Договорена мощност между производителя и преносното предприятие и/или пряко присъединените потребители" е максималната консумация на топлинна енергия, която е регистрирана на приборите за измерване в продължение минимум на един час в МВт.

3. "Договорена мощност между преносното предприятие и потребителите" е сумата от инсталираните мощности на топлоизползващите инсталации и съоръжения на потребителите в МВт. За потребители, извършващи стопанска дейност, това е заявената максимална часова мощност.

4. "Цена за мощност" е цената, чрез която се покриват постоянните (независещите от количеството произведена или пренесена топлинна енергия) разходи на енергийното предприятие и възвръщаемост на капитала, определени за 1 топлинен мегават или 1 кубически метър.

5. "Цена за енергия" е цената, чрез която се покриват променливите (зависещите от количеството произведена или пренесена топлинна или електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие за 1 мегаватчас.

6. "Привлечен капитал" е сумата от краткосрочните и дългосрочните заеми на енергийното предприятие.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Производители на електрическа и/или топлинна енергия за собствено потребление, чиито особености в производството на основната им продукция не им позволяват да приложат напълно принципите за ценообразуване, съдържащи се в наредбата, могат да предлагат индивидуална методика за одобряване от ДКЕР, която да отразява специфична технология на производство и/или специфична горивна база на енергийното предприятие.

§ 3. При прилагането на наредбата през първата година след влизането ѝ в сила процедурата по глава шеста се изпълнява в следните срокове:

1. До 12 март енергийните предприятия внасят в ДКЕР:

а) отчетна информация за основните икономически и технико-икономически показатели за 2001 г., прогнозна информация за 2002 г. по образец, утвърден от ДКЕР, предложение за цени за производство на топлинна енергия - по видове топлоносители; енергийните предприятия, произвеждащи електрическа и топлинна енергия по комбиниран начин, образуват цената на електрическата енергия, въз основа на която ДКЕР утвърждава преференциална цена на електрическа енергия;

б) предложение за цени за пренос на топлинна енергия по видове топлоносители за всяка отделно оперираща топлопреносна мрежа;

в) предложение за общи крайни цени на топлинната енергия по видове топлоносители от вертикално интегрирани енергийни предприятия, опериращи в едно населено място, за 2002 г.

2. До 20 март ДКЕР съгласува цените на енергийните предприятия по т. 1.

3. До 29 март ДКЕР утвърждава цените на енергийните предприятия по т. 1.

§ 4. Наредбата се приема на основание чл. 20, ал. 1 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност.

ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЧЛ. 18, АЛ. 4

Определяне коефициента на разходите при производство на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия

1. При комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от пароотнемна и противоналегателна турбина променливите разходи за различните продукти се отнасят така, както съответните разходи за гориво, определени за оптималния от термодинамична гледна точка режим на работа, при който количеството произведена електрическа енергия съответства на количеството топлинна енергия, необходимо за продажба и собствени нужди.

2. Разходите за гориво в парогенератора се определят за режима на работа съгласно т. 1 като произведение от разхода на гориво и цената на използваното гориво, лв.

3. Разходите за гориво за електроенергия се получават, като разходите по т. 2 се умножат по коефициента на разпределение, получен по следната формула:

$$K_p = \frac{Q_{\text{ел}}}{Q_k^{\text{бр}} \eta},$$

където:

K_p е коефициентът на разпределение;

$Q_{\text{ел}}$ - количеството топлинна енергия, използвана за производство на електроенергия в турбините с регулируеми пароотнемания, МВтч;

$Q_k^{\text{бр}}$ - произведената топлинна енергия от парогенераторите, захранващи турбините с регулируеми пароотнемания, МВтч;

η - коефициентът, отчитащ загубите на топлина в топлинната схема на централата.

4. Количеството топлинна енергия, използвана за производство на електроенергия, се определя по следния начин:

$$Q_{\text{ел}} = Q_k^{\text{бр}} \eta - (Q_{\text{вп}} + Q_{\text{гв}} + Q_{\text{РОУ}}),$$

където:

$Q_{\text{вп}}$ е подадената топлинна енергия с пара от топлофикационните турбини, МВтч;

$Q_{\text{гв}}$ - подадената топлинна енергия с гореща вода от топлофикационните турбини, МВтч;

$Q_{\text{РОУ}}$ - топлинната енергия, отпусната от РОУ, МВтч.

5. Разходите за гориво за единица електрическа енергия се получават, като разходите за гориво по т. 3 се разделят на произведеното количество електрическа енергия, лв./кВтч.

6. Разходите за гориво за топлоенергия се получават, като от разходите по т. 2 се извадят разходите за гориво за производството на електрическа енергия, лв.

7. Разходите за гориво по т. 6 се разделят по видове топлоносители пропорционално на произведените количества топлоенергия с двата вида топлоносители, лв.

8. Разходите за гориво за производство на топлинна енергия с топлоносител водна пара се завишават с половината от стойността на произведената електрическа енергия, която може да бъде

произведена, ако отделената пара с високи параметри би се разширила до състоянието на парата с ниски параметри, лв.

9. Разходите за гориво за производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода се намаляват с половината от стойността на произведеното количество електроенергия, лв.

10. Стойността на произведеното количество електрическа енергия в резултат на продажба на пара с високи параметри от производственото пароотнемане се определя по формулата:

$$E_n = E \cdot \eta_e,$$

където:

E_n е стойността на произведеното количество електрическа енергия, лв.;

E - количеството електрическа енергия, което може да бъде произведено, ако тази пара се разшири до параметрите на парата с ниски параметри, кВтч;

η_e са разходите за гориво за единица електрическа енергия, получени съгласно т. 4.

11. Количеството произведена електрическа енергия се определя по формулата:

$$E = \frac{D_{вп} (h_{вп} - h_{нп}) \epsilon}{3600},$$

където:

E е количеството произведена електрическа енергия, кВтч;

$D_{вп}$ - количеството пара с високи параметри за продажба на потребители, кг;

$h_{вп}$ - енталпията на парата с високи параметри, кДж/кг;

$h_{нп}$ - енталпията на парата с ниски параметри, кДж/кг;

ϵ - електрическата ефективност на турбогенератора.

12. Отношението на разходите за гориво за производството на топлинна енергия с единия топлоносител към общите разходи за гориво за производството на топлинна енергия се дефинира като коефициент на разходите.

НАРЕДБА
за образуване и прилагане на цените и тарифите
на природния газ

Обн., ДВ, бр.27 от 15 март 2002 г.

Глава първа
ПРЕДМЕТ И ОБХВАТ НА НАРЕДБАТА
Раздел I

Общи положения

Чл. 1. (1) С наредбата се регламентират правилата за образуване и прилагане на цените на природния газ за вътрешния пазар и редът за регулиране на цените от Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР).

(2) Регулирането на цените по ал. 1 се състои в задължително прилагане на принципи и правила за:

1. образуване на начални цени за пренос по газопреносната и газоразпределителните мрежи и за съхраняване на природен газ от газопреносното и газоразпределителните предприятия;
2. актуализация и индексация на образуванията от газопреносното и газоразпределителните предприятия начални цени;
3. утвърждаване на образуванията цени от ДКЕР;
4. контрол по прилагането на цените от ДКЕР.

Чл. 2. По реда на наредбата се регулират:

1. цените на природния газ при продажба от газопреносното предприятие;
2. цените на природния газ при продажба от газоразпределителните предприятия;
3. цените за пренос на природен газ по газопреносната мрежа;
4. цените за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи;
5. цените за съхраняване на природен газ;
6. цените за присъединяване към газопреносната мрежа;
7. цените за присъединяване към газоразпределителните мрежи.

Чл. 3. Държавната комисия за енергийно регулиране определя регулаторни периоди за цените на всяко енергийно предприятие.

Чл. 4. Държавната комисия за енергийно регулиране извършва периодични регулаторни прегледи, които включват:

1. оценка на отчетната и прогнозната информация, представена от регулираните предприятия;
2. одобряване на годишните разходи на предприятията за следващия регулаторен период за пренос по газопреносната и по газоразпределителните мрежи и за съхраняване на природен газ;
3. определяне нормата на възвръщаемост;
4. определяне на необходимите годишни приходи за следващия регулаторен период за пренос по газопреносната и по газоразпределителните мрежи и за съхраняване на природен газ;
5. утвърждаване на началните годишни цени за пренос, съхраняване и разпределение на природен газ.

Чл. 5. При регулаторен период по-дълъг от една година в края на всяка календарна година предприятията внасят предложения за актуализация на утвърдените от ДКЕР начални годишни цени в съответствие с чл. 15 и 17.

Раздел II

Общи положения при образуване и прилагане
на цените на природния газ

Чл. 6. Цените на природния газ са в левове за 1000 стандартни кубически метра и долна топлотворна способност 9,304 ($\pm 0,1163$) киловатчаса (8000 ± 100 килокалории) на стандартен кубически метър, която се определя по БДС ISO 6976. Цените на природния газ могат да бъдат определяни и в левове за киловатчас.

Чл. 7. (1) Цените на природния газ при продажба от газопреносното предприятие представляват сума от цената за доставка на природен газ на входа на газопреносната мрежа и съответната цена за пренос по мрежата.

(2) Цените на природния газ при продажба от газоразпределителните предприятия се образуват от цената на природния газ на газопреносното предприятие и цените за пренос по газоразпределителните мрежи.

(3) Цените по ал. 1 и 2 се изменят на тримесечни периоди в съответствие с промяната на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа.

Чл. 8. (1) Цените за пренос по газопреносната или по газоразпределителните мрежи и за съхраняване на природен газ се образуват на базата на необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията.

(2) Необходимите годишни приходи включват одобрените от ДКЕР разходи за съответната дейност по лицензията и възвръщаемост на вложения капитал по формулата:

$$\text{Пр} = \text{Р} + \text{КБ} \cdot \text{НВ},$$

където:

Пр са необходимите годишни приходи за дейността, хил. лв.;

Р - годишните разходи за дейността, хил. лв.;

КБ е капиталовата база за съответната година, хил. лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Чл. 9. Годишните разходи за дейността се определят по цени към началото на регулаторния период.

Чл. 10. (1) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя от ДКЕР на базата на среднопретеглена стойност на собствения и привлечения капитал по формулата:

$$\text{НВ} = \text{К}_к \cdot \text{НВ}_{\text{прк}} + \frac{(1 - \text{К}_к) \text{НВ}_{\text{ск}}}{\left(1 - \frac{\text{ДЗ}}{100}\right)},$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

$\text{К}_к$ - отношението на привлечения капитал към сумата на привлечения и собствения капитал;

$\text{НВ}_{\text{прк}}$ - нормата на възвръщаемост на привлечения капитал;

$\text{НВ}_{\text{ск}}$ - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДЗ са общите данъчни задължения, %.

(2) Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се определя от ДКЕР така, че да отговаря на преобладаващите лихвени равнища на дългосрочни заеми на подобни предприятия с подобни нива на риск.

(3) Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя от ДКЕР така, че да отговаря на възвръщаемостта на собствения капитал на подобни предприятия с подобни нива на риск.

Чл. 11. Капиталовата база се определя към началото на всяка година на базата на балансовата стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, свързани с дейността на предприятието съгласно лицензията, и балансовата стойност на оборотния капитал по формулата:

$$\text{КБ} = \text{ДА} - \text{Р}_{\text{дма}} - \text{Ф}_{\text{да}} - \text{ДА}_{\text{други}} + \text{ОК},$$

където:

КБ е капиталовата база, хил. лв.;

ДА - балансовата стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, свързани с дейността на предприятието съгласно лицензията, хил. лв.;

$\text{Р}_{\text{дма}}$ са разходите за придобиване на дълготрайни материални активи, свързани с дейността на предприятието съгласно лицензията, хил. лв.;

$\text{Ф}_{\text{да}}$ е балансовата стойност на дълготрайните активи, придобити за сметка на финансираня в резултат на безвъзмездно прехвърляне или изградени със средства на потребителите, хил. лв.;

ОК - оборотният капитал, определен като разлика между краткотрайните активи (без краткосрочните инвестиции и разходите за бъдещи периоди) и краткосрочните пасиви (без приходи за бъдещи периоди), хил. лв.;

$\text{ДА}_{\text{други}}$ - балансовата стойност на дълготрайните материални и нематериални активи (отдадени под наем или наети), за които не се начислява възвръщаемост, хил. лв.

Чл. 12. Предприятията разпределят определените в съответствие с чл. 8 необходими годишни приходи от дейностите по пренос и разпределяне на природен газ по групи потребители съгласно глави втора и четвърта.

Чл. 13. (1) Предприятията образуват диференцирани по групи потребители начални годишни цени за пренос на природен газ по газопреносната и газоразпределителните мрежи за регулирания период като отношение на необходимите годишни приходи за дадена група потребители към прогнозното годишно потребление на природен газ за съответната група.

(2) Газопреносното предприятие може да образува и единна начална годишна цена за пренос на природен газ по газопреносната мрежа като отношение на необходимите годишни приходи на предприятието към прогнозното годишно потребление на всички потребители, присъединени към газопреносната мрежа.

(3) За изглаждане на различията в получените по ал. 1 годишни цени по групи потребители предприятията могат да образуват други годишни цени или единна цена за всички години от регулаторния период, чрез които/която се покриват годишните приходи, получени съгласно чл. 8, при същата възвръщаемост на капитала.

(4) За целите на образуването на цените по ал. 3 се прилага методът на нетната настояща стойност в съответствие с равенството:

$$\sum_{j=1}^m \left(\frac{\text{Пр}_{ij}}{(1 + \text{НВ})_j} \right) = \sum_{j=1}^m \left(\frac{\text{Ц}_{ij} \cdot \text{К}_{ij}}{(1 + \text{НВ})_j} \right),$$

където

$\sum_{j=1}^m \left(\frac{\text{Пр}_{ij}}{(1 + \text{НВ})_j} \right)$ е сумата на дисконтираните годишни приходи за i-тата група потребители за

регулаторния период, лв.;

Пр_{ij} са годишните приходи за i-тата група потребители за j-тата година от регулаторния период, определени съгласно чл. 8, лв.;

$\sum_{j=1}^m \left(\frac{\text{Ц}_{ij} \cdot \text{К}_{ij}}{(1 + \text{НВ})_j} \right)$ е сумата на дисконтираните произведения на цените и количествата природен газ по

години от регулаторния период за i-тата група потребители, лв.;

Ц_{ij} - цената на природния газ за i-тата група потребители за j-тата година от регулаторния период, лв./1000 м³;

К_{ij} са количествата природен газ за пренос по газопреносната или газоразпределителните мрежи или за съхраняване на природен газ за i-тата група потребители за j-тата година от регулаторния период, хил. м³;

НВ е нормата на дисконтиране, равна на нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;

m - броят на годините в периода.

Чл. 14. Държавната комисия за енергийно регулиране може да изисква от предприятията разработването на варианти на разделянето на потребителите по групи в съответствие с чл. 13, ал. 1 и варианти на цени в съответствие с чл. 13, ал. 4.

Чл. 15. (1) При различия между прогнозните и фактическите годишни обеми на пренесения и/или съхранявания природен газ цените по чл. 2, т. 3, 4 и 5 подлежат на актуализация при отчитане размера на неполучения или надвзетия годишен приход от предприятието през предходната година.

(2) Актуализацията се извършва на базата на отчетни данни за 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението.

(3) Отчитането на влиянието на фактическите обеми пренесен и/или съхранен природен газ върху цените по години до края на регулаторния период се извършва по реда на чл. 13, ал. 4 поотделно за всяка група потребители, като се прилага принципът за запазване на първоначално определената сумарна нетна настояща стойност за регулаторния период.

Чл. 16. (1) Цените по чл. 15 подлежат на ежегодна индексация с обявения от Националния статистически институт индекс на потребителските цени за 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, коригиран с коефициент на ефективност.

(2) Коефициентът на ефективност има стойност от 0,5 до 1 и се определя от ДКЕР на базата на оценка на ефективността на всяко регулирано енергийно предприятие.

(3) Държавната комисия за енергийно регулиране приема с решение критерии за оценка на ефективността на енергийните предприятия.

Чл. 17. При различие между прогнозната и реално изпълнената годишна инвестиционна програма или вследствие на увеличаване/намаляване стойността на капиталовата база през годината

цените по чл. 2, т. 3, 4 и 5 подлежат на актуализация при отчитане размера на неполучения или надвзетия годишен приход от предприятието през предходната година поотделно за всяка група потребители, като се прилага принципът за запазване на първоначално определената сумарна нетна настояща стойност за регулаторния период.

Чл. 18. (1) За целите на ценообразуването по реда на наредбата предложенията на предприятията за начални цени се изготвят в съответствие с указанията на ДКЕР за групите и видовете разходи, подлежащи на одобряване.

(2) За целите на ценообразуването амортизациите се изчисляват по линеен метод и в зависимост от полезния срок на годност на дълготрайните активи.

Чл. 19. Енергийните предприятия отчитат фактически направените разходи съгласно Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

Чл. 20. Цените по наредбата се образуват от предприятията при обосноваване на планираните разходи за дейностите по пренос, разпределяне и съхраняване на природен газ и за присъединяване на потребители съобразно условията в лицензията.

Чл. 21. Предприятия, които са лицензирани за осъществяване едновременно на повече от една от дейностите по пренос, разпределяне и съхраняване на природен газ, водят разделна счетоводна отчетност за всяка от дейностите.

Чл. 22. Предприятията представят образуваните по реда на наредбата цени за утвърждаване от ДКЕР заедно с необходимите документи по списък и образец, утвърден от нея.

Чл. 23. (1) Образуваните по реда на наредбата цени са максимално допустими.

(2) Предприятията имат право да договарят, обявяват и прилагат цени по-ниски от утвърдените за отделните потребителски групи, при условие че намалението не е резултат от кръстосано субсидиране.

Глава втора
ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ
ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ГАЗОПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ
И ЦЕНИ ЗА ПРЕНΟΣ ПО ГАЗОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 24. (1) Цените на природния газ при продажба от газопреносното предприятие се образуват за тримесечни периоди по формулата:

$$Ц_{пп, i} = Ц_{вх} + Ц_{пр, i},$$

където:

$Ц_{пп, i}$ е цената, по която газопреносното предприятие продава природен газ на i -тата група потребители, лв./1000 м³;

$Ц_{вх}$ - цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа, лв./1000 м³;

$Ц_{пр, i}$ - цената за пренос на природен газ на i -тата група потребители, лв./1000 м³.

(2) Тримесечните периоди са с начало 1-во число съответно на януари, април, юли и октомври.

(3) Цената на природния газ за съответната група потребители е валидна в пункта на продажба, посочен в съответния договор за продажба.

Чл. 25. (1) Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от газопреносното предприятие като среднопретеглена величина на базата на заявените за последващ тримесечен период количества природен газ от внос и от местен добив и съответстващите им цени.

(2) Цената на природния газ от внос се образува като среднопретеглена величина в съответствие с условията по договорите за доставка и договора за пренос на природен газ до българската граница по формулата:

$$Ц_{вн} = \frac{\sum_{k=1}^n Ц_{дог, k} \cdot X_k + TT}{\sum_{k=1}^n X_k} ВК,$$

където:

$Ц_{вн}$ е цената на природния газ от внос, лв./1000 м³;

$C_{\text{дог}_k}$ са цените на природния газ по отделните договори, щ. д./1000 м³;

n - броят на действащите външнотърговски договори;

X_k - обемите на доставките по съответните договори, хил. м³/тримесечие;

ТТ - транспортната такса за периода, определена съгласно договора за пренос до българската граница, щ.д./тримесечие;

ВК - левовата равностойност на 1 щатски долар, определена на базата на осреднения валутен курс на Българската народна банка на лева към щатския долар за период 30 дни, предхождащ внасянето на предложението.

(3) Цената на природния газ от местен добив се образува като среднопретеглена величина в съответствие с условията по договорите за доставка на природен газ от местните газодобивни предприятия до входа на газопреносната мрежа.

Чл. 26. (1) В случай че газопреносното предприятие образува цени за пренос на природен газ по реда на чл. 13, ал. 1, цените се образуват чрез разпределяне на годишните приходи на газопреносното предприятие по групи потребители.

(2) Годишните приходи на газопреносното предприятие представляват сума от годишните приходи за дейността по пренос и дейността по съхраняване на природен газ, определени в съответствие с чл. 8.

(3) Приходите от дейността по съхраняване на природен газ се коригират с коефициент, който е отношение на годишните количества съхраняван природен газ за нуждите на газопреносното предприятие към общите годишни количества за съхраняване.

Чл. 27. (1) Годишните приходи по чл. 26 се разпределят по групи потребители на базата на обема и режима на годишното потребление и в съответствие с търговската политика на предприятието.

(2) Разпределянето на годишните приходи по групи потребители се извършва на базата на:

1. разделяне на годишните приходи на постоянни и променливи;

2. разпределяне на постоянните годишни приходи по групи потребители чрез коефициент, изчислен по години за регулаторния период като отношение на планираната максимална часова консумация за i -тата група потребители към общата максимална часова консумация на преносната мрежа за годината;

3. разпределяне на променливите планирани годишни приходи по групи потребители чрез коефициент, изчислен по години за регулаторния период като отношение на планираното годишно потребление на i -тата група потребители към общото годишно потребление.

(3) Постоянната част от годишните приходи се изчислява по формулата:

$$Pr_n = P_{yn} + KB \cdot NB,$$

където:

Pr_n е постоянната част от годишните приходи, хил. лв.;

P_{yn} са годишните условнопостоянни разходи, хил. лв.;

КБ е капиталовата база за съответната година, хил. лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

(4) Условнопостоянните разходи включват:

1. разходи за заплати и възнаграждения;

2. начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство;

3. разходи за ремонт и поддръжка;

4. разходи за амортизации;

5. други разходи, независещи от количеството пренесен и съхранен газ.

(5) Променливата част от годишните приходи е равна на променливите разходи, които включват:

1. разходи за електроенергия, горивен газ и технологични разходи по преноса и съхраняването;

2. други разходи, които зависят от количеството транспортиран и съхранен газ.

(6) Годишните приходи за съответната група потребители са сума от постоянната и променливата част на годишните приходи за групата.

(7) Газопреносното предприятие може да формира подгрупи потребители, отчитайки режима на потребление.

Чл. 28. Цената за пренос на природен газ за съответната група потребители за всяка година от регулаторния период се изчислява съгласно чл. 13.

Глава трета
ЦЕНА ЗА СЪХРАНЯВАНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Чл. 29. (1) Цената за съхраняване на природен газ се образува на базата на приходите от дейността по съхраняване на природен газ.

(2) Приходите от дейността по съхраняване на природен газ се образуват по години от регулаторния период в съответствие с чл. 8.

Чл. 30. При определяне на балансовата стойност на оборотния капитал по чл. 11 не се включва стойността на буферния газ.

Глава четвърта
ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ
ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ
И ЦЕНИ ЗА ПРЕНОС ПО ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Чл. 31. (1) Цените на природния газ при продажба от газоразпределителните предприятия се образуват за тримесечни периоди по формулата:

$$Ц_{рп_i} = Ц_{пп} + Ц_{р_i},$$

където:

$Ц_{рп_i}$ е цената, по която съответното газоразпределително предприятие продава природен газ на *i*-тата група потребители, лв./1000 м³;

$Ц_{пп}$ - цената на природния газ на газопреносното предприятие, определена в съответствие с чл. 24, лв./ 1000 м³;

$Ц_{р_i}$ - цената за пренос на природен газ на газоразпределителното предприятие за *i*-тата група потребители за съответната година, лв./1000 м³.

(2) Цените по ал. 1 са валидни в пункта на доставка за съответния потребител или група потребители, съоръжени със средства за измерване на обема доставен природен газ.

(3) Разпоредбите на ал. 1 и 2 се отнасят и за предприятия, които извършват едновременно дейности по пренос и разпределение на природен газ.

Чл. 32. (1) Цените за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи се образуват за следните основни групи потребители:

1. битови;
2. обществено-административни и търговски;
3. промишлени.

(2) Газоразпределителните предприятия могат да формират подгрупи потребители, отчитайки обема на годишното потребление на природен газ и режима на потребление и в съответствие с търговската политика на предприятието.

Чл. 33. (1) Годишните приходи за дейността по разпределяне на природен газ се образуват в съответствие с чл. 8.

(2) Разпределянето на годишните приходи по ал. 1 по групи потребители за всяка година от регулаторния период се извършва на базата на:

1. разделяне на годишните приходи на постоянни и променливи;
2. разпределяне на постоянните годишни приходи по групи потребители чрез коефициент, отчитащ дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителните мрежи на съответната група потребители в общата стойност на дълготрайните материални активи;
3. разпределяне на променливите годишни приходи по групи потребители чрез коефициент, отчитащ дела на годишното потребление на природен газ от съответната група в общото потребление.

(3) Постоянната част от годишни приходи се изчислява по формулата:

$$Пр_n = Р_{yn} + КБ \cdot НВ,$$

където:

$Пр_n$ е постоянната част от годишните приходи, хил. лв.;

$Р_{yn}$ са годишните условнопостоянни разходи, хил. лв.;

$КБ$ е капиталовата база за съответната година, хил. лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

(4) Условнопостоянните разходи се определят от предприятието по години за регулаторния период и включват:

1. разходи за заплати и възнаграждения;
2. начисления, свързани с т. 1, по действащото законодателство;
3. разходи за ремонт и поддръжка;
4. разходи за амортизации;
5. други разходи, независещи от количеството пренесен газ.

(5) Променливата част от годишните приходи е равна на променливите разходи, които включват:

1. разходи за материали, зависещи от количеството пренесен природен газ;
2. други разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ.

(6) За нуждите на ценообразуването разпределянето на дълготрайните материални активи на газоразпределителните мрежи по групи потребители се извършва по образец, утвърден от ДКЕР.

(7) Годишните приходи за съответната група потребители са сума от постоянната и променливата част на годишните приходи за групата.

Чл. 34. (1) Цената за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за съответната група потребители за всяка година от периода на регулиране се определя съгласно чл. 13.

(2) Газоразпределителните предприятия могат да образуват и двукомпонентна цена на природния газ, включваща постоянна и променлива част.

(3) Потребителите имат право да избират по коя от двете цени, посочени в ал. 1 и 2, да заплащат потребените количества природен газ.

Глава пета

ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ

КЪМ ГАЗОПРЕНОСНАТА И ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ

Чл. 35. Цените за присъединяване на потребители към газопреносната и газоразпределителните мрежи покриват разходите на енергийните предприятия за подготовката и включването на газопроводното отклонение към съответните мрежи с отчитане размера на заявената от присъединяваните потребители максимална часова консумация.

Чл. 36. Потребителите на природен газ, присъединени към газопреносната мрежа, изграждат газопроводните отклонения за своя сметка.

Чл. 37. Допуска се разходите за изграждане на газопроводните отклонения към газоразпределителните мрежи да бъдат заплатени от потребителите. В този случай те се възстановяват от енергийното предприятие в срок, определен в договора за доставка на природен газ.

Чл. 38. Цените за присъединяване към газопреносната и газоразпределителните мрежи се изменят по инициатива на ДКЕР или на предприятието.

Глава шеста

ПРОЦЕДУРА ЗА ПРЕДСТАВЯНЕ И УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Чл. 39. (1) На базата на определена от ДКЕР норма на възвръщаемост енергийните предприятия, осъществяващи дейности по пренос, съхраняване и разпределяне на природен газ, представят в ДКЕР своите предложения за цени по чл. 13 заедно с необходимите документи относно отчетната и прогнозната информация съгласно указания на ДКЕР.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране съгласува предложенията на енергийните предприятия.

(3) При неприемане на предложенията ДКЕР писмено посочва мотивите, като дава съответни предписания и определя сроковете за внасяне на нови предложения.

Чл. 40. Газопреносното предприятие внася в ДКЕР предложение за цена по чл. 24 в срок до 20 дни преди началото на предстоящото тримесечие.

Чл. 41. Държавната комисия за енергийно регулиране утвърждава цените по чл. 40 в 10-дневен срок след представяне на предложението.

Чл. 42. Енергийните предприятия представят за утвърждаване от ДКЕР своите предложения за ежегодна актуализация на цените съгласно чл. 15 и 17 заедно с необходимите документи относно прогнозните и фактическите обеми на пренесения и/или съхранявания природен газ, както и относно прогнозната и реално изпълнената инвестиционна програма.

Чл. 43. Енергийните предприятия след изпълнение на процедурата по чл. 39 - 42 представят своите предложения за цени в срока по чл. 23 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ), придружени от:

1. опис на всички представени документи;
2. подробни пресмятания, доказателства и обосновки за образуване на всеки от елементите на цените съобразно изискванията на настоящите правила.

Чл. 44. Цените за присъединяване по чл. 36 и 37 се внасят за утвърждаване от ДКЕР не по-късно от един месец преди тяхното прилагане.

Чл. 45. (1) Енергийните предприятия при поискване са длъжни да осигуряват информация и достъп на членовете на ДКЕР и на упълномощени от нейния председател длъжностни лица до всички свои документи, свързани с образуването и прилагането на цените на природния газ.

(2) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си за предоставяне на ДКЕР на информацията съгласно разпоредбите на наредбата или когато ДКЕР установи липса на достатъчно документи и доказателства и/или несъответствия на предложението с принципите на чл. 22, ал. 1 ЗЕЕЕ и с разпоредбите на наредбата, ДКЕР уведомява писмено вносителя на предложението и изисква от него да представи липсващите документи, информация и доказателства и/или да преработи предложението си в съответствие с посочените принципи и правила в 10-дневен срок от датата на уведомлението.

(3) Когато енергийното предприятие не изпълни задълженията си по ал. 1 и 2, председателят на ДКЕР е длъжен да предложи на длъжностно лице по чл. 65 ЗЕЕЕ да приложи разпоредбата на чл. 165, ал. 2 ЗЕЕЕ по отношение на управителя на енергийното предприятие.

(4) При повторно за период от една година неизпълнение от страна на енергийното предприятие на задълженията му за представяне на информация и предложения за цени на природния газ освен действията по ал. 1 - 3 ДКЕР може да пристъпи към процедура за отнемане на лицензията в съответствие с чл. 76 от Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензии за извършване на дейностите в енергетиката, приета с Постановление № 58 на Министерския съвет от 2000 г. (ДВ, бр. 36 от 2000 г.).

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. "Регулаторен период" е периодът между два регулаторни прегледа.
2. "Начални годишни цени" са цените за пренос, съхраняване и разпределяне на природен газ, образувани по години от регулаторния период въз основа на одобрени от ДКЕР разходи по действащи цени към началото на регулаторния период и възвръщаемост на капитала.
3. "Метод на нетната настояща стойност" е икономически метод, с който се отчитат промените в стойността на парите за даден инвестиционен проект във времето.
4. "Привлечен капитал" е сумата от краткосрочните и дългосрочните заеми на енергийното предприятие.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. При прилагането на наредбата през първата година след влизането ѝ в сила процедурата по глава шеста се изпълнява през първото тримесечие в следните срокове:

1. До 12 март енергийните предприятия, осъществяващи дейности по пренос, съхраняване и разпределяне на природен газ, представят в ДКЕР своите предложения за цени по чл. 13 заедно с необходимите документи относно отчетната и прогнозната информация съгласно указания на ДКЕР.
2. До 20 март ДКЕР съгласува предложенията на енергийните предприятия.
3. До 29 март ДКЕР утвърждава цените на енергийните предприятия.

§ 3. Наредбата се приема на основание чл. 20, ал. 1 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност.

ПОСТАНОВЛЕНИЕ № 76
ОТ 9 АПРИЛ 2002 г.

за приемане на Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи и на Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи

Обн., ДВ, бр.39 от 16 април 2002 г.

МИНИСТЕРСКИЯТ СЪВЕТ
ПОСТАНОВИ:

Чл. 1. Приема Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи - приложение № 1.

Чл. 2. Приема Наредба за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи - приложение № 2.

За министър-председател:

Костадин Паскалев

Главен секретар на Министерския съвет:

Севдалин Мавров

НАРЕДБА

за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Обн., ДВ, бр. 39 от 16 април 2002 г.

Раздел I

Ред за определяне на привилегировани потребители

Чл. 1. С наредбата се определят условията и редът за достъп на привилегировани потребители и независими производители на електрическа енергия в Република България до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи.

Чл. 2. (1) Привилегирован потребител на електрическа енергия е лице, което отговаря на следните условия:

1. има годишно потребление на електрическа енергия не по-малко от 100 GWh;

2. няма неизпълнени задължения към електропреносното или към електроразпределителното предприятие по договори за доставка на електрическа енергия.

(2) Годишно потребление е потреблението на електрическа енергия във всички подразделения и обекти на потребителя независимо от тяхното местоположение в страната.

(3) Годишното потребление по ал. 1 се определя въз основа на електрическата енергия, която е използвана през предходната календарна година, като се включва и електрическата енергия, произведена от самия потребител за собствени нужди.

(4) Спадът на потреблението на електрическа енергия на привилегирования потребител през текущата година не може да бъде основание за отказ от страна на електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за сключване на договор за пренос на договорената електрическа енергия с независимия производител.

Чл. 3. (1) Потребителите подават заявление до Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР) за придобиване статут на "привилегирован потребител", към което прилагат доказателства за:

1. годишното потребление на електрическа енергия през предходната календарна година;

2. изпълнението на задълженията си към момента на подаване на заявлението към електропреносното или електроразпределителното предприятие.

(2) При изпълнение на условията по ал. 1 ДКЕР разглежда ежегодно заявленията и взема решение, с което определя статут на "привилегирован потребител" за период до 31 декември на календарната година.

(3) Държавната комисия за енергийно регулиране изготвя списъци на привилегированите потребители, които публикува в бюлетин.

Чл. 4. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране до 30 ноември на предходната календарна година определя с решение мощността и количествата електрическа енергия, които всеки независим производител може да договаря с привилегированите потребители през следващата календарна година, и ги публикува в бюлетина си.

(2) Мощността и количествата електрическа енергия по ал. 1 се определят въз основа на технико-икономически анализ на разходите за производство на електрическа енергия и предоставянето на разполагаема мощност в съответствие с Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия, приета с Постановление № 53 на Министерския съвет от 2002 г. (ДВ, бр. 27 от 2002 г.).

Чл. 5. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране поддържа регистър на привилегированите потребители, на които е даден достъп до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи, включително на цялата съпътстваща информация.

(2) Електропреносното и/или електроразпределителните предприятия предоставят данни за сключените договори за пренос на електрическа енергия от независимите производители до привилегированите потребители за включване в регистъра по ал. 1.

Чл. 6. При продажбата на електрическа енергия на привилегировани потребители независимите производители имат право на достъп до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи по реда на наредбата.

Чл. 7. (1) Електропреносното или електроразпределителното предприятие не може да отказва сключването на договор за пренос на електрическа енергия с независим производител освен в случаите по чл. 10.

(2) При осъществяването на достъпа електропреносното, съответно електроразпределителното, предприятие е длъжно да не проявява дискриминация към отделните потребители и производители.

(3) Работата на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи при осигуряване на достъп до мрежите се осъществява в съответствие с разпоредбите на Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ) и издадените въз основа на него подзаконовни актове и наредбата.

Раздел II

Ред за предоставяне на достъп на привилегировани потребители и независими производители до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Чл. 8. (1) Продажбата на електрическа енергия между привилегирован потребител и независим производител се осъществява въз основа на писмен договор, който се подписва след сключването на договора по чл. 9, ал. 2.

(2) Договорът за продажба на електрическа енергия по ал. 1 задължително включва, но без да се ограничава с изброеното: количество, мощност, срок, график, място на доставяне на електрическата енергия, цена по преноса и условия за доставка на балансираща енергия.

(3) Сключването на договор с независимия производител е основание за прекратяване на действащия до момента договор за изкупуване на електрическа енергия между привилегирования потребител и електропреносното или електроразпределителното предприятие.

Чл. 9. (1) Независимите производители отправят писмено предложение до електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за сключване на договор за пренос на електрическа енергия след получаване на предложение от привилегирования потребител.

(2) В срок до 7 дни от получаване на предложението по ал. 1 електропреносното и/или електроразпределителното предприятие сключва договор за пренос или мотивирано отказва.

Чл. 10. Електропреносното и/или електроразпределителното предприятие може да откаже сключването на договор по чл. 9 само в следните случаи:

1. когато преносните възможности на мрежите са недостатъчни и предоставянето на достъп би довело до нарушаване на техническите условия за надеждна работа и сигурност на електропреносната и/или електроразпределителните мрежи;

2. когато предоставянето на достъп би довело до влошаване на условията за снабдяване на други потребители;

3. за заявените от независимия производител количества електрическа енергия и мощност, които надхвърлят количествата, определени от ДКЕР в чл. 4.

Раздел III

Контрол

Чл. 11. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране осъществява контрол върху независимите производители и върху електропреносното и/или електроразпределителните предприятия, които са получили лицензия по реда на ЗЕЕЕ, за:

1. спазването на реда за предоставяне на достъп на привилегировани потребители и независими производители до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи;

2. основанията в случай на отказ за достъп до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране има право да изисква и да получава от електропреносното и електроразпределителните предприятия информацията относно:

1. сключените договори за пренос на електрическа енергия и тяхното изпълнение - причини за неизпълнението и наложените санкции;

2. друга информация и документи, необходими за изпълнението на функциите ѝ по наредбата.

(3) При констатиране на нарушения по ал. 1 и 2 ДКЕР има право да даде задължителни указания и да наложи административно наказание по реда на ЗЕЕЕ.

Раздел IV

Технически и търговски правила, свързани с достъпа на привилегирвани потребители до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Чл. 12. Достъпът до електропреносната и електроразпределителните мрежи се осъществява при спазване на техническите и търговските правила на електроенергийния пазар.

Чл. 13. (1) Техническите правила на електроенергийния пазар определят техническите изискванията и обмена на данни между електропреносното предприятие, електроразпределителните предприятия, независимите производители и привилегированите потребители в електроенергийния сектор и са задължителни за тях.

(2) Техническите правила имат за цел да осигурят сигурната и ефективна експлоатация на мрежите и планиране на електроенергийния сектор.

(3) Техническите правила задължително съдържат Правила на електропреносната мрежа, Правила на електроразпределителната мрежа и Правила за измерване на електрическата енергия.

Чл. 14. Правилата на електропреносната мрежа съдържат:

1. техническите изисквания за работа на електропреносната мрежа и за обмена на данни, изисквани от независимите производители и привилегированите потребители на електропреносната мрежа;
2. отговорностите на оператора на електропреносната мрежа, на независимите производители и на привилегированите потребители;
3. правила за планиране развитието на електропреносната мрежа;
4. правила за присъединяване, които определят техническите изисквания и процедури за присъединяване към електропреносната мрежа;
5. правила, определящи реда за оперативно оповестяване и обмен на информация, включващи защитен план и план за възстановяване на електроенергийната система, както и за управление на потреблението, правила за оперативно планиране и управление на генериращите мощности;
6. правила за допълнителните услуги.

Чл. 15. Правилата на електроразпределителната мрежа съдържат:

1. техническите изисквания за работа на електроразпределителните мрежи и за обмена на информация, изисквана от независимите производители и привилегированите потребители на електроразпределителната мрежа;
2. отговорностите на операторите на електроразпределителните мрежи, на независимите производители и на привилегированите потребители;
3. правила за присъединяване, които определят техническите изисквания и процедури за присъединяване към електроразпределителната мрежа;
4. правила, определящи реда за оперативно оповестяване и обмен на информация, включващи местни защитни планове и планове за възстановяване на електроразпределителните мрежи, както и за управление на потреблението;
5. правила за проектиране, развитие и експлоатация на електроразпределителните мрежи.

Чл. 16. Правилата за измерване на електрическата енергия съдържат:

1. принципи на меренето;
2. осигуряване на измервателни системи, установяване на точки на присъединяване и определяне на идентификационни номера на точките на измерване;
3. изисквания към измервателните системи.

Чл. 17. (1) Търговските правила на електроенергийния пазар уреждат търговските взаимоотношения между електропреносното и електроразпределителните предприятия, независимите производители и привилегированите потребители и са задължителни за тях.

(2) Търговските правила на електроенергийния пазар определят:

1. търговските методи, правила и процедури при диспечиране на товара и на договорените мощности и енергии към наличните производствени съоръжения и елементи на електропреносната и електроразпределителните мрежи според критериите, определени в ЗЕЕЕ;
2. метода и процедурите на измерване и пресмятане на небаланси между производството и потреблението в местата на доставка или в съответствие със сключени договори за доставка на електрическа енергия между независимите производители и привилегированите потребители, в т. ч. условията за отчитане на загубите от пренос и разпределение и други необходими корекции;

3. метода, процеса и условията, включително пресмятането на разходите за уреждане на небалансите между производството и потреблението от оператора на електропреносната мрежа;

4. процедурата за получаване, обобщаване и подреждане на предложенията за предоставяне на балансираща електрическа мощност и енергия и на допълнителни услуги, както и реда и начина на тяхното диспечиране и разплащане.

Преходни и заключителни разпоредби

§ 1. (1) Председателят на ДКЕР съгласувано с независимите производители, електропреносното и електроразпределителните предприятия организира подготовката на техническите и търговските правила и до 30 септември 2002 г. ги внася за приемане от Министерския съвет.

(2) Привилегированите потребители след придобиване на статута си по наредбата могат да сключват договори с независимите производители след приемането на правилата по ал. 1.

§ 2. Наредбата се приема на основание чл. 16, ал. 1, т. 9 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност.

НАРЕДБА

за условията и реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи *Обн., ДВ, бр. 39 от 16 април 2002 г.*

Раздел I

Общи положения

Чл. 1. С наредбата се определят:

1. условията за достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, на които трябва да отговарят привилегирваните потребители и предприятията за добив на природен газ;
2. редът за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи.

Чл. 2. Привилегировани потребители са потребителите, които при наличие на условията, посочени в наредбата, могат да сключват договори за покупка на природен газ с предприятия за добив на природен газ, разположени на територията на Република България.

Чл. 3. (1) Газопреносното или газоразпределителното предприятие не може да отказва сключването на договор за пренос на природен газ с предприятие за добив на природен газ или с привилегирован потребител освен в случаите по чл. 8, ал. 1.

(2) Работата на операторите на газопреносната и газоразпределителните мрежи при осигуряване на достъп до мрежите се осъществява в съответствие с наредбата по чл. 133 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност (ЗЕЕЕ).

Раздел II

Условия за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи

Чл. 4. (1) Привилегирован потребител е лице, което отговаря на следните условия за получаване на достъп до газопреносната и/или газоразпределителната мрежа:

1. да използва природен газ за собствени нужди;
2. да няма неизпълнени задължения по договори за продажба на природен газ с други доставчици;
3. да е присъединен към газопреносната и/или газоразпределителната мрежа и да притежава съоръжения, отговарящи на техническите норми и изисквания за безопасна работа, разрешение за ползване на газови съоръжения и обучен персонал за работа с газови съоръжения;
4. годишното потребление на природен газ за предходната календарна година да възлиза на не по-малко от 80 млн. н. куб. м.

(2) Спадът в годишното потребление на природен газ по време на действието на сключен договор за пренос на природен газ не може да бъде основание за отказ от страна на газопреносното и/или газоразпределителното предприятие за сключване на нов договор за пренос на природен газ с привилегирован потребител след изтичането на срока на действие на предходния договор.

Чл. 5. Предприятията за добив на природен газ, за да получат достъп до газопреносната или газоразпределителната мрежа, трябва да отговарят на следните условия:

1. да са юридически лица или еднолични търговци, регистрирани по Търговския закон, със седалище и адрес на управление на територията на Република България;
2. да имат сключен концесионен договор за добив на природен газ;
3. да експлоатират газово находище на територията на Република България, в континенталния шелф и в изключителната икономическа зона в Черно море с доказани промишлени запаси;
4. да имат техническа възможност за достъп до газопреносната и/или газоразпределителната мрежа.

Раздел III

Ред за предоставяне на достъп на предприятия за добив на природен газ и привилегировани потребители до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи

Чл. 6. (1) Предприятие за добив на природен газ може да сключи договор за продажба на добивания от него природен газ с привилегирован потребител, който отговаря на условията по чл. 4.

(2) При сключването на договорите за продажба на природен газ предприятието за добив на природен газ е длъжно да представи документ, удостоверяващ качеството на природния газ.

(3) Договорът по ал. 1 задължително включва, но без да се ограничава с изброеното: ред, цени, срокове и начини за предаване и приемане на договорените количества природен газ.

Чл. 7. (1) Предприятие за добив на природен газ или привилегирован потребител могат да отправят писмено предложение за сключване на договор за пренос на природен газ през следващата календарна година до газопреносното и/или газоразпределителното предприятие не по-късно от 31 август на текущата година.

(2) При сключването на договорите за пренос на природен газ предприятието за добив на природен газ и привилегированите потребители са длъжни да представят информация за уговореното в договора по чл. 6, ал. 3, без тя да се отнася до договорената цена.

(3) При сключването на договорите за пренос на природен газ предприятието за добив на природен газ е длъжно да представи на газопреносното и/или газоразпределителното предприятие документ, удостоверяващ качеството на природния газ, а газопреносното или газоразпределителното предприятие е длъжно да представи на привилегирования потребител документ, удостоверяващ качеството на доставяния природен газ.

(4) Газопреносното или газоразпределителното предприятие сключват с предприятие за добив на природен газ или с привилегирован потребител договор за пренос на природен газ в срок до 1 месец от получаване на предложението по ал. 1.

(5) Когато в срока по ал. 4 газопреносното или газоразпределителното предприятие не предприеме действия за сключване на договор за пренос на природен газ, е налице отказ за достъп до газопреносната и/или газоразпределителната мрежа.

(6) Договорът между газопреносното и/или газоразпределителното предприятие и предприятието за добив на природен газ или привилегирован потребител задължително съдържа следните клаузи:

1. условия, ред и срокове за предаване и приемане на договорените количества природен газ;

2. ред и срокове за уведомяване при спиране или намаляване на газоподаването и за възстановяването му, отговорности, мерки за безопасност и опазване на съоръженията, мерки за предотвратяване на загуби;

3. условия, ред и срокове на уведомяване при извършване на планирани ремонти на газовите съоръжения, начин и срокове на уведомяване при аварии по съоръженията, както и при обстоятелства на непреодолима сила;

4. условия, ред и цена, която се заплаща на газопреносното или газоразпределителното предприятие при доставка на природен газ до привилегированите потребители в случай на невъзможност на предприятието за добив на природен газ да осигурява качествена, надеждна и непрекъсната доставка на природен газ вследствие на аварии по съоръженията му или при обстоятелства на непреодолима сила;

5. измерване, отчитане и проверка на средствата за търговско измерване - срокове, предоставяне на информация, протоколи и др.;

6. други клаузи, по които е постигнато съгласие между страните.

(7) Газопреносното, съответно газоразпределителното, предприятие е длъжно да не проявява дискриминация към отделни привилегировани потребители или предприятия за добив на природен газ при предоставянето на достъп до газопреносната и/или газоразпределителната мрежа.

(8) В случаите, когато няма възможност за удовлетворяване на всички постъпили искания на предприятия за добив на природен газ или на привилегировани потребители за достъп до газопреносната и/или газоразпределителната мрежа, газопреносното или газоразпределителното предприятие предоставя достъп по реда на постъпване на предложенията.

Чл. 8. (1) Газопреносното или газоразпределителното предприятие може да откаже сключването на договор по чл. 7, ал. 4 само в следните случаи:

1. когато преносните и капацитетните възможности в мястото на присъединяване към мрежите са недостатъчни;

2. ако привилегированият потребител не отговаря на условията по чл. 4, ал. 1;

3. ако предприятието за добив на природен газ не отговаря на условията по чл. 5;

4. за да се осигурят надежден експлоатационен режим на газоснабдителната система и сигурността на доставките за останалите потребители.

(2) Отказът на газопреносното или газоразпределителното предприятие за сключване на договор за пренос на природен газ с предприятие за добив на природен газ или с привилегирован потребител се придружава от писмени мотиви.

Чл. 9. (1) Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР) осъществява контрол за:

1. спазването на реда за достъп на привилегировани потребители и предприятия за добив на природен газ до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи;
2. предоставянето на оптимален достъп до газопреносната или газоразпределителните мрежи и спазването на принципа на недискриминационност;
3. образуването и прилагането на цените за пренос на природен газ в съответствие с Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на природния газ, приета с Постановление № 53 на Министерския съвет от 2002 г. (ДВ, бр. 27 от 2002 г.).

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране има право да изисква и да получава от газопреносното и газоразпределителните предприятия документи и информация относно:

1. сключените договори за пренос на природен газ, правата и задълженията на страните по тях и срока на действието им, количествата природен газ за пренос, срокове, график и място на доставка на природния газ;
2. изпълнението на сключените договори за пренос на природен газ;
3. неизпълнението на сключените договори за пренос на природен газ, причините за това и изпълнението на санкциите по тези договори;
4. друга информация и документи, които ДКЕР прецени, че е нужно да й бъдат представени и са необходими с оглед изпълнението на функциите ѝ по наредбата.

Чл. 10. (1) Всеки заинтересуван привилегирован потребител или предприятие за добив на природен газ може да отправи писмено искане до ДКЕР в случай на немотивиран или неоснователен отказ от страна на газопреносното или газоразпределителното предприятие за сключване на договор за пренос на природен газ.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране извършва проверка по искането чрез длъжностни лица, определени със заповед на председателя ѝ.

(3) При извършване на проверките се прилагат разпоредбите на чл. 81 и сл. от Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензии за извършване на дейностите в енергетиката, приета с Постановление № 58 на Министерския съвет от 2000 г. (ДВ, бр. 36 от 2000 г.).

(4) Ако в резултат на проверката бъде констатирано нарушение на разпоредби на наредбата, то ще се счита за неизпълнение на условията на издадена лицензия от страна на газопреносното или газоразпределителното предприятие. В този случай ДКЕР с решение дава задължителни указания за отстраняване на нарушението в определен от нея срок.

(5) При неизпълнение на указанията в посочения срок ДКЕР може да наложи предвидените по ЗЕЕЕ санкции за неизпълнение на условията на издадена лицензия.

Чл. 11. В случаи на авария или при обстоятелства на непреодолима сила предприятието за добив на природен газ, газопреносното или газоразпределителното предприятие могат да преустановят временно доставката на природен газ до привилегированите потребители при спазване на следните изисквания:

1. операторът на предприятието за добив на природен газ е длъжен да уведоми оператора на газопреносната или газоразпределителната мрежа за възникналите обстоятелства на непреодолима сила и за продължителността на прекъсването на доставката на природен газ;
2. операторът на газопреносната или газоразпределителната мрежа е длъжен да уведоми оператора на предприятието за добив на природен газ за възникналите обстоятелства на непреодолима сила и за продължителността на прекъсването на преноса на природен газ.

Заклучителна разпоредба

Параграф единствен. Наредбата се приема на основание чл. 16, ал. 1, т. 9 и чл. 123, ал. 5 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност.

РЕГИСТЪР

**на издадените лицензии за дейностите в енергетиката съгласно Закона за енергетиката
и енергийната ефективност
(Към юни 2002 г.)**

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
1	"МОНТАНАГАЗ" АД гр. Монтана - 3400 пл. "Алеко Константинов" ет. 2	№ Л-001-08/27.09.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Монтана	20 /двадесет/ години	
2	"ПЛЕВЕНГАЗ" АД гр. Плевен - 5800 пл. "Възраждане" 1	№ Л-002-08/27.09.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Левски	20 /двадесет/ години	
3	"КОЖУХГАЗ" АД гр. Петрич - 2850 ул. "Цар Борис III" 46	№ Л-003-08/03.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на град Петрич	20 /двадесет/ години	
4	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПРАВЕЦ" ЕАД гр. Правец - 2161 ул. "Работническа" 9	№ Л-004-05/17.10.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Правец	10 /десет/ години	
		№ Л-005-02/17.10.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 /десет/ години	
5	"СВИЛОЗА" АД гр. Свищов - 5250 Западна индустриална зона	№ Л-006-03/17.10.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
6	"БЕДЕК" ЕАД гр. Трявна - 5350 ул. "Ангел Кънчев" 146	№ Л-007-02/17.10.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 /десет/ години	
		№ Л-008-03/17.10.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
7	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ГАБРОВО" ЕАД гр. Габрово - 5300 ул. "Индустриална" 6	№ Л-009-05/17.10.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Габрово	20 /двадесет/ години	
		№ Л-010-05/16.01.2002 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Пловдив	20 /двадесет/ години	Решение за изменение на Лицензия № Л-010-05/17.10.2000 г.
8	<u>"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛОВДИВ-СЕВЕР" ЕАД*</u> "ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛОВДИВ" ЕАД гр. Пловдив - 4000 бул. "Васил Левски" 236	№ И1-Л-011-03/16.01.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	Решение за изменение на Лицензия № Л-011-03/17.10.2000 г.
		№ И1-Л-012-02/16.01.2002 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	7 /седем/ години	Решение за изменение на Лицензия № Л-012-02/17.10.2000 г.

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
9	"ПАВГАЗ" АД гр. Павликени - 5200 ул. "Съединение" 4	№ Л-015-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Павликени	20 /двадесет/ години	
10	"РАХОВЕЦГАЗ 96" АД гр. Горна Оряховица" - 5100 ул. "Цар Освободител" 11	№ Л-016-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Горна Оряховица	20 /двадесет/ години	
		№ Л-017-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Велико Търново	20 /двадесет/ години	
11	"ХЕБРОСГАЗ" АД гр. Пазарджик - 4400 ул. "Булаир" 30	№ Л-018-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Пещера	20 /двадесет/ години	
12	"ЯМБОЛГАЗ 92" АД гр. Ямбол - 8600 ул. "Търговска" 56	№ Л-019-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на град Ямбол	20 /двадесет/ години	
13	"ОВЕРГАЗ ИНК" АД гр. София - 1000 ул. "Филип Кутев" 5	№ Л-020-08/30.10.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Божурище	20 /двадесет/ години	
14	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВЕЛИКО ТЪРНОВО" ЕАД гр. Велико Търново - 5002 ул. "Никола Габровски" 71А	№ Л-021-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Велико Търново	20 /двадесет/ години	
		№ Л-022-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
15	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС" ЕАД гр. Бургас - 8000 кв. Лозово, Северна промишлена зона, п.к. 642	№ Л-023-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-024-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Бургас	20 /двадесет/ години	
16	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВРАЦА" ЕАД гр. Враца - 3000 ул. "Максим Горки" 9	№ Л-025-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л- 026-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Враца	20 /двадесет/ години	
17	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ЯМБОЛ" ЕАД гр. Ямбол - 8600 кв. Индустириален	№ Л-027-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Ямбол	10 /десет/ години	
		№ Л-028-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 /десет/ години	
18	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - РУСЕ" ЕАД гр. Русе - 7000 ул. "Боримечка" 43	№ Л-029-03/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
		№ Л-030-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Русе	20 /двадесет/ години	
19	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - СОФИЯ" ЕАД гр. София - 1680 ул. "Ястребец" 23	№ Л-031-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия		
		№ Л-032-03/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-033-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град София	20 /двадесет/ години	
20	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ШУМЕН" ЕАД гр. Шумен - 9700 ул. "Съединение" 62 А	№ Л-034-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Шумен	20 /двадесет/ години	
		№ Л-035-03/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
21	"СЕВЛИЕВОГАЗ - 2000" АД гр. Севлиево - 5400 ул. "Петко Р. Славейков" 1	№ Л-036-08/15.11.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Севлиево	20 /двадесет/ години	
22	"НОВА ПЛАМА" АД гр. Плевен - 5846 Индустриална зона	№ Л-037-03/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	15 /петнадесет години/	
23	"МИКРОЕНЕРГИЯ" ООД гр. Ботевград - 2140 Индустриална зона - Юг	№ Л-038-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на община Ботевград	3 /три/ години	
		№ Л-039-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	3 /три/ години	
24	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВАРНА" ЕАД гр. Варна - 9020 бул. "Януш Хуняди"	№ Л-040-05/06.12.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Варна	20 /двадесет/ години	
		№ Л-041-02/06.12.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
25	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - СТАРА ЗАГОРА" ЕАД гр. Стара Загора - 6000 ул. "Отец Паисий" 89	№ Л-042-07/06.12.2000 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Стара Загора; Сливен; Ямбол; Бургас	30 /тридесет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
26	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - КАЗАНЛЪК" ЕАД гр. Казанлък - 6100 ул. "Цар Освободител" 42	№ Л-043-03/06.12.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-044-05/06.12.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Казанлък	20 /двадесет/ години	
27	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - ВАРНА" ЕАД гр. Варна - 9000 ул. "Оборище" 13 А	№ Л-045-07/06.12.2000 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Варна; Добрич; Шумен; Търговище	30 /тридесет/ години	
28	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - ГОРНА ОРЯХОВИЦА" ЕАД гр. Горна Оряховица - 5100 ул. "Съединение" 151	№ Л-046-07/06.12.2000 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Велико Търново; Габрово; Русе; Разград; Силистра	30 /тридесет/ години	
29	"ДЕВЕН" АД гр. Девня - 9160	№ Л-047-03/06.12.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
30	"ПРИМАГАЗ" АД гр. София - 1172 ж.к. Дианабад, бл.45-46, вх. 10	№ Л-048-08/06.12.2000 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на кметствата "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	10 /десет/ години	
31	"АЕЦ - КОЗЛОДУЙ" ЕАД гр. Козлодуй - 3321	№ Л-049-03/11.12.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	30 /тридесет/ години	
		№ Л-050-05/11.12.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	30 /тридесет/ години	
32	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - ПЛЕВЕН" ЕАД гр. Плевен - 5800 ул. "Дойран" 73	№ Л-051-07/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Плевен; Ловеч; Враца; Монтана; Видин	30 /тридесет/ години	
33	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - ПЛОВДИВ" ЕАД гр. Пловдив - 4000 ул. "Хр. Г. Данов" 37	№ Л-052-07/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Пловдив; Пазарджик; Смолян; Кърджали; Хасково	30 /тридесет/ години	
34	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - СОФИЯ-ОБЛАСТ" ЕАД гр. София – 1000, общ. Илинден бул. "Европа" 2	№ Л-053-07/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на Софийска област; Благоевград; Перник; Кюстендил	30 /тридесет/ години	
35	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПОПОВО" АД гр. Попово - 7800 пл. "Ал. Стамболийски" 1, ст.	№ Л-054-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Попово	10 /десет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
	302				
36	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЕРНИК" ЕАД гр. Перник - 2300 пл. "Св. Иван Рилски" 1	№ Л-055-03/08.01.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	15 /петнадесет години/	
		№ Л-056-05/08.01.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Перник	15 /петнадесет години/	
37	"РАХОВЕЦГАЗ 96" АД гр. Горна Оряховица - 5100 ул. "Цар Освободител" 11	№ Л-057-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Лясковец	10 /десет/ години	
38	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН" ЕАД гр. Плевен - 5800 ул. "София" 2	№ Л-058-03/08.01.2001	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-059-05/08.01.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Плевен	20 /двадесет/ години	
39	"ЛОВЕЧГАЗ 96" АД гр. Ловеч - 5500 ул. "Търговска" 55, ет. 3, п.к. 213	№ Л-060-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Ловеч	10 /десет/ години	
40	"ОВЕРГАЗ ИНК" АД гр. София - 1000 ул. "Филип Кутев" 5	№ Л-061-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на столичен общински район Банкя	10 /десет/ години	
41	"ХЕБРОСГАЗ" АД гр. Пазарджик - 4400 ул. "Булаир" 30	№ Л-062-08/08.01.2001	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Пазарджик	10 /десет/ години	
42	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПЪРВОМАЙ" ООД* "ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПЪРВОМАЙ" АД гр. Първомай - 4270 ул. "Орфей" 14	№ И1-Л-063-08/16.01.2002 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Първомай	10 /десет/ години	Решение за изменение на Лицензия № Л-063-08/08.01.2001 г.
43	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - РАЗГРАД" АД гр. Разград - 7200 ул. "Бели Лом" 37 А	№ Л-064-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Разград	10 /десет/ години	
44	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - СТАРА ЗАГОРА" ООД гр. Стара Загора - 6000 ул. "Поп Минчо Кънчев" 52	№ Л-065-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Стара Загора	10 /десет/ години	
45	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - СТОЛИЧНО" ЕАД гр. София – 1000, общ. Илинден ул. "Цар Симеон" 330	№ Л-066-07/07.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на София – град	30 /тридесет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
46	"КОМЕКЕС" АД гр. Самоков - 2000 ул. "Гр. Игнатиев" 2	№ Л-067-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Самоков	10 /десет/ години	
47	ТЕЦ "МАРИЦА 3" ЕАД гр. Димитровград - 6400	№ Л-068-03/14.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10 /десет/ години	
48	"ГАЗИНЖЕНЕРИНГ" ООД гр. Долни Дъбник – 5870, обл. Плевенска ул. "Стоян Заимов" 39	№ Л-069-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Долни Дъбник	10 /десет/ години	
49	"КАВАРНА ГАЗ" ООД гр. Каварна - 9650 ул. "България" 43	№ Л-070-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Каварна	10 /десет/ години	
50	"НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ" ЕАД гр. София - 1000 ул. "Триадица" 8	№ Л-071-01/14.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия от ТЕЦ "Марица Изток 3"	10 /десет/ години	Лицензия, прекратена под условие
		№ Л-072-04/14.02.2001 г.	Лицензия за пренос на електрическа енергия	35 /тридесет и пет /години	
		№ Л-073-01/14.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия от ВЕЦ	35 /тридесет и пет /години	
51	"БУЛГАРГАЗ" ЕАД гр. София – 1336, ж.к. Люлин ул. "Филиповско шосе" 66	№ Л-074-09/14.02.2001 г.	Лицензия за съхранение на природен газ	35 /тридесет и пет /години	
		№ Л-075-06/14.02.2001 г.	Лицензия за пренос на природен газ	35 /тридесет и пет /години	
		№ Л-076-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ	10 /десет/ години	
		№ Л-077-10/14.02.2001 г.	Лицензия за транзитен пренос на природен газ	35 /тридесет и пет /години	
52	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ВРАЦА" АД гр. Враца - 3000 ул. "Никола Войводов" 26	№ Л-078-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Мездра	10 /десет/ години	
53	"ЦЕНТРАЛГАЗ" АД гр. Габрово - 5300 ул. "Райчо Каролев" 4, ет.1, п.к. 132	№ Л-079-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Габрово	10 /десет/ години	
54	"ЧЕРНОМОРСКА ТЕХНОЛОГИЧНА КОМПАНИЯ" АД	№ Л-080-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Добрич	10 /десет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
	гр. Варна - 9000 ул. "Цар Симеон I" 25, ет.7, п.к. 619	№ Л-081-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Търговище	20 /двадесет/ години	
55	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - РАЗГРАД" ЕАД гр. Разград - 7200 ул. "Черна", Индустриална зона	№ Л-082-02/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-083-05/21.02.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
56	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - СЛИВЕН" ЕАД гр. Сливен - 8800 бул. "Ст. Караджа" 17	№ Л-084-03/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
		№ Л-085-05/21.02.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	20 /двадесет/ години	
57	ТЕЦ "ВАРНА" ЕАД с. Езерово – 9129 обл. Варненска, общ. Белослав	№ Л-086-01/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия за територията на град Варна	20 /двадесет/ години	
58	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ЛОВЕЧ" ЕАД гр. Ловеч - 5500 ж.к. Здравец	№ Л-087-02/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	5 /пет/години	
		№ Л-088-05/21.02.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Ловеч	5 /пет/години	
59	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - САМОКОВ" ЕАД гр. Самоков- 2000 ул. "Цар Симеон" 56	№ Л-089-02/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 /десет/ години	
		№ Л-090-05/21.02.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Самоков	10 /десет/ години	
60	ТЕЦ "МАРИЦА ИЗТОК 2" ЕАД с. Ковачево - 6265 обл. Старозагорска, общ. Раднево	№ Л-091-01/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия	20 /двадесет/ години	
61	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ИСКРЕЦ" ЕАД с. Искрец – 2290 обл. Софийска, общ. Своге	№ Л-092-02/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 /десет/ години	
		№ Л-093-05/21.02.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	10 /десет/ години	
62	ТЕЦ "БОБОВ ДОЛ" ЕАД с. Големо село обл. Кюстендилска, общ. Бобов дол	№ Л-094-01/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10 /десет/ години	
63	"БРИКЕЛ" ЕАД гр. Гълъбово - 6280 обл. Старозагорска	№ Л-095-05/14.03.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	10/десет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
		№ Л-096-03/14.03.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10/десет/ години	
64	"ЗАХАРНИ ЗАВОДИ" АД гр. Горна Оряховица – 5100, обл. Великотърновска ул. "Свети княз Борис I"	№ Л-097-03/14.03.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10/десет/ години	
65	"КРЕМИКОВЦИ" АД гр. София кв. Ботунец, п.к. 1870	№ Л-098-03/14.03.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	15/петнадесет години/	
		№ Л-099-05/14.03.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	15/петнадесет години/	
66	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ ХАСКОВО" АД гр. Хасково - 6300 пл. "Свобода" 7, ет.4	№ Л-100/14.03.2001 г.**	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Хасково	5/пет/години	
67	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ НОВИ ПАЗАР" АД гр. Нови пазар - 9900 ул. "Васил Левски" 3	№ Л-101-08/14.03.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Нови Пазар	10/десет/ години	
68	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ АСЕНОВГРАД" АД гр. Асеновград - 4230 пл. "Тракия" 9	№ Л-102-08/21.03.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Асеновград	10/десет/ години	
69	"ТТТ - СЛЪНЦЕ" АД гр. София - 1309 ул. "Кукуш" 1	№ Л-103-02/21.03.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10/десет/ години	
70	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ НОВА ЗАГОРА" АД гр. Нова Загора - 8900 пл. "Свобода" 14	№ Л-104-08/21.03.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Нова Загора	10/десет/ години	
71	"ВЕЛБЪЖДГАЗ" АД гр. Кюстендил - 2500 пл. "Велбъжд" 1	№ Л-105-08/21.03.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Кюстендил	10/десет/ години	
72	"ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС" АД гр. Бургас - 8104	№ Л-106-03/10.05.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	15/петнадесет години/	
73	"СИИФ МЕКАМИДИ-ЛИТЕКС" ООД гр. София -1000 общ. Триадица, ул. "Солунска" 46, ет. 1, ап. 1	№ Л-107-01/10.05.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия от ВЕЦ	20/двадесет/ години	
74	"ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ-СЕРВИЗ" АД гр. Варна - 9000 к.к. "Златни пясъци", сграда "Техническа дирекция"	№ Л-108-07/10.05.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия	30/тридесет/ години	
75	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ РАЗГРАД" АД гр. Разград - 7200 ул. "Бели Лом" 37 А	№ Л-109-08/10.05.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Исперих	10/десет/ години	

№	Титуляр на лицензията	Номер на лицензията	Описание на дейността	Срок на лицензията	Промени
76	"БАЛКАНГАЗ 2000" АД гр. Ботевград - 2140 ул. "Акад. Ст. Романски" 2	№ Л-110-08/10.05.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Ботевград	10/десет/ години	
77	"ХЕРОС" ЕООД гр. Габрово ул. "Л. Каравелов" 26	№ Л-111-02/06.06.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10/десет/ години	
78	"Енергийна компания Марица Изток 3" АД*** гр. София общ. Средец, бул. "Фритьоф Нансен" 9	Лицензия, издадена под условие	Лицензия за производство на електрическа енергия от ТЕЦ " Марица Изток 3"	20 /двадесет/ години	

* Пререгистрирано предприятие

** Решението на лицензията се обжалва, има висящо дело пред съда

*** Лицензията се издава/прекратява при изпълнение на условията по дадено от ДКЕР разрешение по чл. 46(2) ЗЕЕЕ (Решение № Р-001/06.02.2002 на ДКЕР)

МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО

Държавната комисия за енергийно регулиране участва активно в международни прояви, с което утвърждава своя авторитет и ползва опита на аналогичните регулаторни органи в други страни при изграждането и правилното функциониране на свободен и конкурентен енергиен пазар.

За постигане на основните цели във връзка с европейското интегриране на страната ни, ДКЕР работи по проекти за институционалното си укрепване като действащ регулаторен орган, финансирани от Европейската комисия.

Комисията работи в сътрудничество и с Националната асоциация на регулаторните комисии (NARUC), с финансовата подкрепа на Американската агенция за международно развитие (USAID). По покана на тези институции ДКЕР се включи в тригодишната им програма за подпомагане на регулаторните комисии в страните от Централна и Източна Европа.

С цел усъвършенстване на регулирането в областта на енергетиката, укрепване на регулаторните органи от региона и повишаване на обмена на опит и информация между тях, в рамките на Четвъртата годишна конференция на енергийните регулатори от Централна и Източна Европа през декември 2000 г. беше създадена Регионална асоциация на енергийните регулаторни органи (ERRA). В нея понастоящем участват регулаторни комисии от 17 страни от Централна и Източна Европа и Общността на независимите държави – Албания, Армения, България, Чешка република, Естония, Грузия, Унгария, Литва, Латвия, Киргизка република, Казахстан, Молдова, Полша, Румъния, Руска федерация, Словакия и Украйна. Двама представители на Държавната комисия за енергийно регулиране са редовни членове на постоянните комитети “Цени и тарифи” и “Лицензиране и конкуренция”. ДКЕР беше домакин на едно от редовните съвещания на комитета по цени и тарифи, проведено през април 2001 г. в София.

От 2 до 5 декември 2001 г. в София се проведе Петата годишна конференция на енергийните регулатори с участието на над 100 участници от 25 страни от Централна и Източна Европа, Франция, Швеция, Канада и САЩ. Домакинството и участието на Държавната комисия за енергийно регулиране бяха от особено значение за запознаване на международната енергийна общност с дейността на българския регулаторен орган и утвърждаването на неговия авторитет.

Тази конференция представляваше подготовка за Първата конференция по енергийно регулиране и инвестиции на ERRA, която се проведе от 23 до 26 април 2002 г. в Будапеща. На конференцията представители на бизнеса в областта на енергийните услуги, инвеститори и консултанти и представители на енергийните регулаторни органи обсъдиха въпроси, свързани с приватизацията и конкуренцията, ценообразуването и инвестициите, и регионалната търговия с електрическа енергия. Състоя се Третият регулаторен форум за Югоизточна Европа с основна тема развитието на регионален пазар на електроенергия, като позициите си изложиха представители от Албания, Босна и Херцеговина, България, Хърватска, Черна гора, Сърбия, Македония и Румъния. Проведе се и годишно събрание на Регионалната асоциация, както и работни срещи на комитетите “Лицензиране и конкуренция” и “Цени и тарифи”. От българска страна участие в тези срещи взеха зам.-председателят на ДКЕР Игнат Томанов и членовете на комисията Светла Тодорова и Ангел Семерджиєв.

Продължава да се развива сътрудничеството с Националната асоциация на регулаторните комисии. NARUC се ангажира с организирането и реализирането на двегодишна програма за енергийно партньорство между Комитета за комунална дейност на Ню Джърси и Държавната комисия за енергийно регулиране чрез обмяна на опит и информация с цел подобряване на регулаторните практики и насърчаване на дългосрочните взаимоотношения между регулаторните органи на двете страни.

По покана на Националната асоциация от 18 до 24 май 2002 г. председателят на ДКЕР Константин Шушулов и членовете на комисията Добринка Добрев, Тома Гьорчев, Валери Влъчков и Ангел Семерджиев направиха посещение в Комитета за комунална дейност на Ню Джърси. На 23 май на официална церемония в посолството на Република България във Вашингтон г-н Фредерик Бътлър – член на Комитета за комунална дейност на Ню Джърси, и проф. Константин Шушулов – председател на Комисията за енергийно регулиране, подписаха Писмо за разбирателство, при гаранциите на г-жа Ерин Скутски – директор “Международни програми” в NARUC, и г-н Емил Ялназов – зам.-ръководител на българската мисия. След подписването на този документ започва разработване на план за изпълнение на програмата за партньорство.