

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН

Година 1

ISSN 1312 – 1456

Брой 2/2002

СЪДЪРЖАНИЕ

Министерски съвет

**НАРЕДБА ЗА ОБРАЗУВАНЕ И ПРИЛАГАНЕ
НА ЦЕНИТЕ И ТАРИФИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ**

(Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г., изм. и доп., бр. 74 от 30 юли 2002 г.)

**НАРЕДБА ЗА ОБРАЗУВАНЕ И ПРИЛАГАНЕ
НА ЦЕНИТЕ И ТАРИФИТЕ НА ТОПЛИННАТА ЕНЕРГИЯ**

*(Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г., изм. и доп., бр. 74 от 30 юли 2002 г.
и бр. 117 от 17 декември 2002 г.)*

**НАРЕДБА ЗА ОБРАЗУВАНЕ И ПРИЛАГАНЕ
НА ЦЕНИТЕ И ТАРИФИТЕ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ**

(Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г., изм. и доп., бр. 74 от 30 юли 2002 г.)

ДЖЕР

РЕГИСТЪР НА ИЗДАДЕНИТЕ ЛИЦЕНЗИИ ЗА ДЕЙНОСТИТЕ В ЕНЕРГЕТИКАТА

(Към 31.12. 2002 г.)

**РЕШЕНИЯ ЗА ИЗДАВАНЕ НА РАЗРЕШЕНИЯ ЗА ДЕЙНОСТИТЕ В
ЕНЕРГЕТИКАТА**

(Към 31.12.2002 г.)

РЕГУЛИРАНЕ НА ЦЕНИТЕ

КОНТРОЛНА ДЕЙНОСТ

МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО

ТРИ ГОДИНИ ОТ СЪЗДАВАНЕТО НА ДЖЕР

CONTENTS

Council of Ministers

ORDINANCE OF FORMATION AND APPLICATION
OF ELECTRIC ENERGY PRICES AND TARIFFS
(State Gazette 27/15.03.2002, amend and add, 74/30.07.2002)

ORDINANCE OF FORMATION AND APPLICATION
OF HEAT ENERGY PRICES AND TARIFFS
(State Gazette 27/15.03.2002, amend and add, 74/30.07.2002 and 117/17.12.2002)

ORDINANCE OF FORMATION AND APPLICATION
OF NATURAL GAS PRICES AND TARIFFS
(State Gazette 27/15.03.2002, amend and add, 74/30.07.2002)

SERC
REGISTER OF THE LICENSES ISSUED FOR THE ACTIVITIES
CARRIED OUT IN THE ENERGY SECTOR
(At 31.12. 2002)

DECISIONS FOR ISSUING OF PERMITS FOR THE ACTIVITIES CARRIED OUT IN THE
ENERGY SECTOR
(At 31.12. 2002)

ENERGY PRICE REGULATION

CONTROL

INTERNATIONAL COOPERATION

THREE YEARS FROM THE ESTABLISHMENT OF THE SERC

Министерски съвет

НАРЕДБА ЗА ОБРАЗУВАНЕ И ПРИЛАГАНЕ НА ЦЕНИТЕ И ТАРИФИТЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

Приложение № 1 към чл. 1 на ПМС № 53 от 6 март 2002 г.,
изм. и доп. с ПМС № 164 от 26 юли 2002 г.

Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г.,
изм. и доп., ДВ, бр. 74 от 30 юли 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) одобряване видовете и размерите на разходите за регулаторния период в съответствие с чл. 22 ЗЕЕЕ;
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:

$$V = BV \cdot NV, \text{ лв.},$$

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:

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

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:

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

където:

NV е нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

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

ПК - привлеченият капитал, лв.;

$NV_{ск}$ - 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.

Чл. 8а. (Нов - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) (1) Преносното и разпределителните предприятия внасят в ДКЕР предложения за тарифна структура и тарифни цени на електрическата енергия в рамките на средната продажна цена.

(2) Държавната комисия за енергийно регулиране утвърждава с решение тарифната структура и тарифните цени.

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

Раздел I **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:

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

където:

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

БВ е базата за определяне на възвръщаемост, лв.;

НВ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$R_{пр.м}$ - 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за периода на регулиране, посочени в приложението.

(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 располагаемост по следната формула:

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

където:

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

T са съгласуваните периоди на располагаемост, часове.

(7) Предоставената почасова мощност е максималната располагаема 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:

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

където:

$C_{\text{м}}$ 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 (водогрејни 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 (водогрејни котли, мрежови помпи и др.), лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

$P_{\text{м}}$ - располагаемостта 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:

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

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;

$P_{pr,p}$ - 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:

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

където:

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

$P_{уг}$ - 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:

$$Pl_e = C_e \cdot E_{дост},$$

където:

Pl_e е плащането за енергия, лв.;

C_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

Цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от централи, използващи възобновяеми източници

(Загл. изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

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. (нова - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) договореното с преносното или разпределителното предприятие количество нетна електрическа енергия от централи над 10 мегавата, които не са включени в системи за автоматично регулиране на честота и активна мощност от диспечерско управление, използващи възобновяеми източници;

3. (предишна т. 2 - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) 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 "диспечирано" 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. (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) 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, но не по-късно от 31 декември 2004 г.

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

$$\Pi_{\text{е.ср}} = \frac{\sum \Pi_i \cdot E_i + \sum \Pi_j \cdot M_j + \Pi_{\text{д}} - \Pi_{\text{вн}} - \Pi_{\text{износ}}}{E_{\text{р}}}, \text{ ЛВ./КВТЧ},$$

където:

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

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

$\Pi_{\text{д}}$ - необходимите приходи на преносното предприятие, определени по чл. 36, ал. 4, лв.;

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

$\Pi_{\text{износ}}$ - приходите от износ, съгласно сключени договори, лв.;

$E_{\text{р}}$ 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:

$$\Pi_{\text{е.ср}} = \frac{\sum \Pi_i \cdot E_i + \sum \Pi_j \cdot E_j + \sum \Pi_{\text{вн}} \cdot E_{\text{вн}} + \sum P_{\text{ду}}}{\left(\sum E_i + \sum E_j + \sum E_{\text{вн}} \right) \left(1 - \frac{\text{ТР}_{\text{пр}}}{100} \right)}, \text{ ЛВ./КВТЧ},$$

където:

$\sum \Pi_i \cdot E_i$ 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;

$\sum \Pi_j \cdot E_j$ 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.;

$TR_{пр}$ 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:

$$C_{м.ср} = \frac{\sum C_i \cdot M_i + \sum C_j \cdot M_j + P_d - P_{износ} + C_e \cdot E_{износ}}{\sum M_{макс}}, \text{ ЛВ./КВТ},$$

където:

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

$\sum C_j \cdot M_j$ - общите разходи на преносното предприятие за мощност, предоставена от производители в рамките на преносното предприятие, лв.;

$\sum M_{макс}$ е максималната мощност на системата, кВт;

P_d са необходимите приходи на преносното предприятие за дейността, лв.;

$P_{износ}$ - приходите на преносното предприятие от износ на електрическа енергия съгласно сключени договори, лв.;

C_e е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 35;

$E_{износ}$ - 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:

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

където:

$P_{уп}$ 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 условнопостоянните 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 среднопретеглената 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:

$$Ц_{M_i} = \frac{П_{кр.п} - П_d - P_{нп} - P_{e.пр}}{M_3}, \text{ лв./МВт/г.},$$

където:

$Ц_{M_i}$ е индивидуалната цена за мощност за i -тото разпределително предприятие, лв./МВт/г.;

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

$П_d$ - необходимите приходи за дейността, одобрени от ДКЕР и определени съгласно чл. 52, лв./г.;

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

$P_{e.пр}$ - 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:

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

където:

$Ц_i$ 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. (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) 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, но не по-късно от 31 декември 2004 г.

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:

$$\Pi_{\text{б}} = \frac{\sum P_{e_i} + \sum \Pi_{d_i} - \sum \Pi_{\text{неб}_i}}{\sum E_{\text{б}_i}},$$

където:

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

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

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

$\sum E_{\text{б}_i}$ 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) (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Средната продажна цена за битови потребители по чл. 46 се достига чрез ежегодни повишения в рамките на преходния период по примерен график и размери на отделните повишения, определени от ДКЕР.

(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:

$$\Pi_{\text{ср.пр}} = \frac{\sum \Pi_e \cdot E_i + \sum \Pi_{\text{м.ср}} \cdot M_i + \sum P_{\text{преф}_i} + \sum P_{\text{нпр}_i} + \sum \Pi_{d_i}}{\sum E_{d_i}}, \text{ лв./кВтч,}$$

където:

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

$\Pi_{\text{м.ср}} \cdot M_i$ - 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.;

$\Pi_{д_i}$ - необходимите приходи за дейността на i -тото разпределително предприятие, лв.;

$E_{д_i}$ 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:

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

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:

$$E_{\text{куп}_i} = \frac{E_{д_i}}{\left(1 - \frac{\text{ТР}_{\text{разпр}_i}}{100}\right)},$$

където:

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

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

$\text{ТР}_{\text{разпр}_i}$ - 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 ВЪРХУ СТОЙНОСТТА НА АКТИВНАТА
ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В ЗАВИСИМОСТ
ОТ ИЗПОЛЗВАНАТА И ОТДАДЕНАТА РЕАКТИВНА ЕНЕРГИЯ

(Загл. изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

Чл. 57. *(Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)* (1) Потребителите на електрическа енергия с предоставена електрическа мощност 100 кВт и повече заплащат надбавка за използваната реактивна електрическа енергия при средномесечен фактор на мощността, по-малък от 0,9 през дневната и върховата зона на денонощието.

(2) Когато потребителите по ал. 1 експлоатират за собствени нужди агрегат за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и продават на електропреносното или на съответното електроразпределително предприятие част от произведената електрическа енергия, произведената от агрегата реактивна електрическа енергия се измерва със средство за търговско измерване. Отчитането и влиянието на произведените количества реактивна електрическа енергия върху фактора на мощността ($\cos \phi$) на потребителите се отразява в договорите за продажба на електрическа енергия.

Чл. 57а. *(Нов - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)* (1) Количеството използвана реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по чл. 57, ал. 1, е положителната разлика между количеството използвана реактивна електрическа енергия и произведението на количеството използвана активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на средномесечния фактор на мощността, съгласно формулата:

$$E_{р\text{ пл}} = E_{р\text{ изп}} - K \cdot E_{а\text{ изп}},$$

където:

$E_{р\text{ пл}}$ е количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, кВАрч;

$E_{р\text{ изп}}$ – количеството използвана реактивна електрическа енергия от потребителя през дневната и върховата зона на денонощието, определена по отчетените показания на средството за търговско измерване на реактивна електрическа енергия, кВАрч;

$K = 0,49$ - коефициентът, съответстващ на средномесечния фактор на мощността през дневната и върховата зона на денонощието, равен на 0,9;

$E_{а\text{ изп}}$ – количеството използвана активна електрическа енергия от потребителя през дневната и върховата зона на денонощието, определена по отчетените показания на средството за търговско измерване на активна електрическа енергия, кВтч.

(2) Потребителите по чл. 57, ал. 1 заплащат надбавка за определеното по реда на ал. 1 количество реактивна електрическа енергия ($E_{р\text{ пл}}$) по цена за 1 кВАрч, равна на 10 на сто от цената за 1 кВтч активна електрическа енергия за съответната зона на денонощието и съответното ниво на напрежението.

(3) Когато използваното количество реактивна енергия се измерва със средство за търговско измерване с две скали, определеното по реда на ал. 1 количество реактивна енергия се разпределя пропорционално на отчетената активна енергия по зони (дневна и върхова).

Чл. 58. *(Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)* Потребителите по чл. 57, ал. 1 заплащат надбавка за отдаденото през цялото денонощие количество реактивна електрическа енергия, определено по показанията на средствата за търговско измерване, по цена за 1 кВАрч, равна на цената за 1 кВтч върхова активна електрическа енергия за съответното ниво на напрежение.

Чл. 59. *(Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)* Използваните от потребител по чл. 57, ал. 1 количества активна електрическа енергия се измерват със средства за търговско измерване за активна енергия с две или три скали, количествата реактивна електрическа енергия се измерват със средства за търговско измерване за реактивна енергия с две или три скали, а отдадените количества реактивна електрическа енергия се измерват със средства за търговско измерване за реактивна енергия с една скала.

Чл. 60. *(Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)* (1) Показанията на средствата за търговско измерване за активна и реактивна електрическа енергия в измервателната група се отчитат едновременно.

(2) Скалите на средствата за търговско измерване от една измервателна група се превключват едновременно от един часовников превключвател.

Чл. 61. (Отм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

Чл. 62. (Отм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

Чл. 63. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Изискванията на чл. 57 - 60 не се прилагат за лечебни заведения, за заведения за социални услуги, в т. ч. домове за стари хора, домове за лица с физически увреждания, домове за деца и детски селища, за детски градини и учебни заведения, които са определени в специалните закони, 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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) 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, определена съгласно чл. 57а, ал. 1.

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 привилегировани 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:

$$C_{\text{м}} = \frac{P_{\text{д}}}{\sum M_{\text{макс}}}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

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

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

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

$$C_{\text{е.пр}} = C_{\text{е.ср}} \cdot \text{ТР}_{\text{пр}}/100, \text{ лв./кВтч},$$

където:

$C_{\text{е.ср}}$ е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 35, лв./кВтч;

$\text{ТР}_{\text{пр}}$ - мотивираното предложение за технологични разходи на електрическа енергия при пренос, %.

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

$$C_{\text{су}} = \frac{P_{\text{ду}}}{E_{\text{д}}}, \text{ лв./кВтч},$$

където:

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

$E_{\text{д}}$ 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:

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

където:

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

$C_{e,cp}$ е средната цена за енергия, определена съгласно чл. 31, лв./кВтч;

E_d - доставената в мрежата електрическа енергия за продажба и за пренос от преносното предприятие, кВтч;

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

$R_{ду}$ 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 детайлизиране 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:

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

където:

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

$\sum_{i=1}^n$ Разходи за присъединяване, 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 хранването. 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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) "Тарифна цена" е продажната цена на електрическата енергия, представляваща отделен елемент от тарифната структура.

9а. (Нова - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) "Тарифна структура" е система от елементи, представляващи отделни продажни цени на електрическата енергия, образувани в зависимост от определени условия, като: ниво на напрежение, зона на денонощието, сезон на годината, вид на средството за търговско измерване, количество потребена енергия и други.

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 пароотнетата 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. "Диспечерирано 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 предложения 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЧЛ. 13, АЛ. 2, Т. 5

(Ново, ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

**Разходи, пряко свързани с дейността
по лицензията
за периода на регулиране**

1. Горива за автотранспорт
2. Работно облекло

3. Канцеларски материали

4. Материали за текущо поддържане

5. Застраховки

6. Местни данъци и такси

7. Пощенски разходи, телефони и абонаменти

8. Абонаментно поддържане

9. Въръжена и противопожарна охрана

10. Наеми

11. Проверка на уреди

12. Съдебни разходи

13. Експертни и одиторски разходи

14. Такса събрано инкасо

15. Услуга водоподаване

16. Вода, отопление и осветление

17. Извозване на отработено ядрено гориво

18. Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт

19. Охрана на труда

20. Служебни карти
21. Командировки
22. Данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО
23. Отписани вземания
24. Такса услуга водоползване
25. Специфични разходи, свързани с технологията на производство, пренос и разпределение на електрическа енергия
26. Разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове извън посочените по-горе разходи

**НАРЕДБА
ЗА ОБРАЗУВАНЕ И ПРИЛАГАНЕ НА ЦЕНИТЕ И ТАРИФИТЕ
НА ТОПЛИННАТА ЕНЕРГИЯ**

*Приложение № 2 към чл. 2 на ПМС № 53 от 6 март 2002 г.,
изм. и доп. с ПМС № 164 от 26 юли 2002 г. и ПМС № 281 от 9 декември 2002 г.*

*Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г.,
изм. и доп., ДВ, бр. 74 от 30 юли 2002 г. и бр. 117 от 17 декември 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. (1) *(Предишен текст на чл. 2 - ДВ, бр. 117 от 2002 г.)* 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.

(2) *(Нова - ДВ, бр. 117 от 2002 г.)* Цените по ал. 1, т. 1 и 2 се образуват, утвърждават и прилагат като цени с две компоненти - цена за мощност и цена за енергия в рамките на общата цена на топлинната енергия, в съответствие със структурата на разходите.

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:

$V = BV \cdot NB$,

където:

V е възвръщаемостта, лв.;

BV - базата за определяне на възвръщаемостта, лв.;

NB - 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.;

$\Phi_{да}$ 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:

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

където:

NB е нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане;

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

$ПК$ - привлеченият капитал, лв.;

$NB_{\text{ск}}$ - 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 образуванията 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:

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

където:

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

$P_{\text{уп}} + \text{БВ} \cdot \text{НВ}$ са необходимите приходи за дейността, лв.;

$P_{\text{уп}}$ 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за периода на регулиране, посочени в приложение № 1.

(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:

$$\text{БВ}_{\text{пряка}} = \text{ДА}_{\text{пр}} - \text{РП}_{\text{дма пр}} - \text{Ф}_{\text{да пр}}, \text{ лв.},$$

където:

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

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

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

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

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

$$\text{БВ}_{\text{обща}} = \text{ДА}_{\text{обща}} - \text{РП}_{\text{дма обща}} - \text{Ф}_{\text{да обща}} + \text{ОК}, \text{ лв.},$$

където:

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

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

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

$\text{Ф}_{\text{да обща}}$ 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. (изм. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) разходи, зависещи от количеството произведена топлинна енергия, които не са посочени в т. 1 и 2.

(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:

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

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.;

NB - 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) (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Получените по ал. 2 променливи разходи за производство на топлинна енергия се разпределят между топлоенергията с различни топлоносители чрез коефициент на разходите, определен съгласно приложение № 2.

(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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г., бр. 117 от 2002 г.) (1) Цената на топлинната енергия с топлоносител водна пара се определя за 100 на сто невърнат кондензат.

(2) На производителя се заплаща стойността на измерената със средство за търговско измерване, използвано за търговски плащания, топлинна енергия с топлоносител водна пара, намалена със:

1. стойността на количеството топлинна енергия на върнатия на производителя кондензат с температура в границите от 30 до 70 °С по цена, определена по формулата:

$$\text{Ц}_{\text{ТЕ}}^{\text{ВП}} = (\text{Q}_{\text{дост}}^{\text{ВП}} \cdot \text{Ц}_{\text{ПР}}^{\text{ВП}} - \text{D}^{\text{ВП}} \cdot \text{Ц}_{\text{ОВ}}) / \text{Q}_{\text{дост}}^{\text{ВП}}, \text{ лв./МВтч},$$

където:

$\text{Ц}_{\text{ТЕ}}^{\text{ВП}}$ е цената на топлинната енергия с топлоносител водна пара, невключваща цената на топлоносителя, лв./МВтч;

$\text{Q}_{\text{дост}}^{\text{ВП}}$ - доставената топлинна енергия с топлоносител водна пара, МВтч;

$\text{Ц}_{\text{ПР}}^{\text{ВП}}$ - утвърдената пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара, определена по реда на чл. 19, ал. 1, лв./МВтч;

$\text{D}^{\text{ВП}}$ - доставеният топлоносител с водна пара, т;

$\text{Ц}_{\text{ОВ}}$ - цената на производителя за обезсолена вода за допълване в производствения цикъл, лв./т, и

2. стойността на върнатото количество топлоносител по цена за съответното качество на топлоносителя.

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

(4) На производителя се заплаща стойността на измерената с топломера на подаващия топлопровод топлинна енергия с топлоносител гореща вода, към която се прибавя стойността на

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, $^{\circ}\text{C}$.

(5) Плащанията за невърнатото количество топлоносител се извършват по цена на производителя за съответното качество на топлоносителя.

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 топлопреносна мрежа за гореща вода или водна пара.

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

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

където:

C_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 топлопреносното 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за периода на регулиране, посочени в приложение № 1.

(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. (1) (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г., предишен текст на чл. 30, бр. 117 от 2002 г.) Теплопреносните предприятия образуват отделни единни цени за топлинна енергия с топлоносител водна пара и за топлинна енергия с топлоносител гореща вода за всички потребители, присъединени към съответната топлопреносна мрежа.

(2) (Нова - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) Допуска се цената за мощност по чл. 31, ал. 1, т. 1 да се образува по групи потребители в зависимост от наличието на вътрешна инсталация за отопление и/или битово горещо водоснабдяване в имотите им.

Чл. 31. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) (1) Цените за топлинна енергия за съответния топлоносител са:

1. (изм. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) цена за мощност в левове за един киловат или за един кубичен метър отопляем обем по проект;

2. цена за енергия в левове за един мегаватчас.

(2) Теплопреносните предприятия представят за утвърждаване от ДКЕР тарифна структура и тарифни цени за енергия при продажба на топлинна енергия.

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

1. (доп. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) разходите за покупка на мощност от независими производители се добавят към собствените условнопостоянни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, определени съгласно чл. 11, ал. 2, съответно чл. 26, ал. 2; 2. възвръщаемостта се определя по реда на чл. 7;

3. (доп. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) сумата от разходите по т. 1 и възвръщаемостта по т. 2 се разделя на сумата от договорените мощности с потребителите, и/или на сумата от отопляемите обеми на потребителите по проект.

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

1. (доп. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) разходите за покупка на енергия от независими производители се добавят към собствените променливи разходи за производство и пренос на топлинна енергия, определени съгласно чл. 15, ал. 2, съответно чл. 27, ал. 2;

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. (1) (Предишен текст на чл. 34 - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) 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).

(2) (Нова - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) Вертикално интегрираните предприятия образуват цена за мощност за присъединените потребители, като:

1. условнопостоянните разходи за производство и пренос на топлинна енергия се определят съгласно чл. 11, ал. 2, съответно чл. 26, ал. 2;

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 и/или на сумата от отопляемите обеми на потребителите по проект.

(3) (Нова - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) Вертикално интегрираните предприятия образуват цена за енергия за присъединените потребители, като:

1. променливите разходи за производство и пренос на топлинна енергия се определят съгласно чл. 15, ал. 2, съответно чл. 27, ал. 2;

2. разходите по т. 1 се разделят на прогнозното потребление на топлинна енергия.

(4) (Нова - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) В края на календарната година разликата между

прогнозните и фактическите приходи от продадена топлинна енергия се отчита от

топлопреносното предприятие при подготовката на предложения за цени за следващата

календарна година.

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

1. (доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) годишната сума за договорена мощност - на равни месечни вноски, целогодишно, за периода на ползване или за друг период, договорен между страните;

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

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

1. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) годишната сума за договорена мощност - на равни месечни вноски, целогодишно, за периода на ползване или за друг период, определен по реда на чл. 106а ЗЕЕЕ; сумата се заплаща и от потребителите, които са прекратили подаването на топлинна енергия в имотите си на основание § 69, ал. 4 от преходните и заключителните разпоредби на ЗИДЗЕЕЕ;

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 предложението 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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) "Договорена мощност между производителя и преносното предприятие и/или пряко присъединените потребители" е максималната консумация на топлинна енергия, която се доказва чрез показанията на приборите за измерване в продължение минимум на един час в МВт.

3. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г., бр. 117 от 2002 г.) "Договорена мощност между преносното предприятие и потребителите" е сумата от инсталираните мощности на инсталациите за отопление, климатизация и горещо водоснабдяване в киловатчаса за потребители в етажна собственост или за самостоятелни потребители за битови нужди. За самостоятелни потребители, извършващи стопанска дейност, това е договорената мощност на абонатната станция за регулаторния период, ограничена с технически средства.

4. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г., бр. 117 от 2002 г.) "Цена за мощност" е тази компонента от цената на топлинната енергия или от цената за пренос на топлинната енергия, чрез която се покриват постоянните (независещите от количеството произведена и/или пренесена топлинна енергия) разходи на енергийното предприятие и възвръщаемост на капитала, определени за един кубически метър отопляем обем по проект или за 1 киловат топлинна мощност.

5. (Изм. - ДВ, бр. 117 от 2002 г.) "Цена за енергия" е тази компонента от цената на топлинната енергия или от цената за пренос на топлинна енергия, чрез която се покриват променливите (зависещите от количеството произведена и/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.

7. (Нова - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) "Тарифна цена за енергия" е продажната цена за енергия, представляваща отделен елемент от тарифната структура.

8. (Нова - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) "Тарифна структура" е система от елементи, представляващи отделни продажни цени за енергия, образувани в зависимост от определени условия, като: сезон на годината, количество потребена енергия и други.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) 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. Въз основа на одобрената методика ДКЕР утвърждава предложените от тези производители цени.

§ 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 № 1 КЪМ ЧЛ. 11, АЛ. 2, Т. 5 И ЧЛ. 26, АЛ. 2, Т. 5
(Ново, ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

**Разходи, пряко свързани с дейността
по лицензията
за периода на регулиране**

1. Горива за автотранспорт
2. Работно облекло
3. Канцеларски материали
4. Материали за текущо поддържане
5. Застраховки
6. Местни данъци и такси
7. Пощенски разходи, телефони и абонаменти
8. Абонаментно поддържане
9. Въръжена и противопожарна охрана
10. Наеми
11. Проверка на уреди
12. Съдебни разходи
13. Експертни и одиторски разходи
14. Такса събрано инкасо
15. Вода, отопление и осветление
16. Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт
17. Охрана на труда
18. Служебни карти
19. Командировки
20. Данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО
21. Отписани вземания
22. Специфични разходи, свързани с технологията на производство и/или пренос на топлинна енергия
23. Разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове извън посочените по-горе разходи

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

(Предишно приложение към чл. 18, ал. 4, изм. и доп., ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

**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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Разходите за гориво за електроенергия се получават, като разходите по т. 2 се умножат по коефициента на разпределение, получен по следната формула:

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

където:

K_p е коефициентът на разпределение;

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

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

η - коефициентът, отчитащ загубите на топлина в паропроводите високо налягане.

4. (Доп. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Количеството топлинна енергия, използвана за производство на електроенергия, се определя по следния начин:

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

където:

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

$Q_{\text{гв}}$ - подадената топлинна енергия с топлоносител 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. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Разходите за гориво за топлинна енергия се получават, като от разходите по т. 2 се извадят разходите за гориво за производството на електрическа енергия, лв.

7. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Разходите за гориво по т. 6 се разделят по видове топлоносители пропорционално на произведените количества топлинна енергия 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 непроизведената 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 непроизведеното количество електроенергия, лв.

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

$$E_{\text{н}} = E \cdot \text{Ц}_{\text{е}},$$

където:

$E_{\text{н}}$ е стойността на непроизведеното 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;

$\text{Ц}_{\text{е}}$ са разходите за гориво за единица електрическа енергия, получени съгласно т. 4.

11. (Изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Количеството непроизведена електрическа енергия се определя по формулата:

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

където:

E е количеството непроизведена електрическа енергия, кВтч;

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

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

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

e - 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**

*Приложение № 3 към чл. 3 на ПМС № 53 от 6 март 2002 г.,
изм. и доп. с ПМС № 164 от 26 юли 2002 г.*

*Обн., ДВ, бр. 27 от 15 март 2002 г.,
изм. и доп., ДВ, бр. 74 от 30 юли 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 образуванияте от газопреносното и газоразпределителните предприятия начални цени;
3. утвърждаване на образуванияте 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) (Нова - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Цените на природния газ при продажба от газоразпределителни предприятия, присъединени само към местно предприятие за добив на природен газ и получили лицензия за разпределение на основание § 12 ЗЕЕЕ, се образуват от цената на природния газ на добивното предприятие и цената за пренос по газоразпределителните мрежи.

(4) (Предпоставка ал. 3, изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) Цените по ал. 1, 2 и 3 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.;

ДА_{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 обявления 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 ПРЕНОС ПО ГАЗОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

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

$$Ц_{пп,і} = Ц_{вх} + Ц_{пр,і},$$

където:

$Ц_{пп,і}$ 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;

$Ц_{пр,і}$ – цената за пренос на природен газ за 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:

$$C_{\text{вн}} = \frac{\sum_{k=1}^n C_{\text{дог}_k} \cdot X_k + \text{ТТ}}{\sum_{k=1}^n X_k} \text{ВК},$$

където:

$C_{\text{вн}}$ 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:

$$Pr_n = P_{\text{уп}} + \text{КБ} \cdot \text{НВ},$$

където:

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

$P_{\text{уп}}$ 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за периода на регулиране, посочени в приложението.

(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, отчиташ 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:

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

където:

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

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

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

NB - 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. (изм. - ДВ, бр. 74 от 2002 г.) разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за периода на регулиране, посочени в приложението.

(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 за 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, съхранение и разпределение 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ КЪМ ЧЛ. 27, АЛ. 4, Т. 5 И ЧЛ. 33, АЛ. 4, Т. 5
(Ново, ДВ, бр. 74 от 2002 г.)

**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията
за периода на регулиране**

1. Горива за автотранспорт
2. Работно облекло
3. Канцеларски материали
4. Материали за текущо поддържане
5. Застраховки
6. Местни данъци и такси
7. Пощенски разходи, телефони и абонаменти
8. Абонаментно поддържане
9. Въръжена и противопожарна охрана
10. Наеми
11. Проверка на уреди
12. Съдебни разходи
13. Експертни и одиторски разходи
14. Вода, отопление и осветление
15. Охрана на труда
16. Служебни карти
17. Командировки
18. Данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО
19. Отписани вземания
20. Специфични разходи, свързани с технологията на съхраняване, пренос и разпределение на природен газ
21. Разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове извън посочените по-горе разходи

ДКЕР

**РЕГИСТЪР
НА ИЗДАДЕНИТЕ ЛИЦЕНЗИИ ЗА ДЕЙНОСТИТЕ В ЕНЕРГЕТИКАТА**
(Към 31.12.2002 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	№ И1-Л-002-08/ 20.03.2002 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Левски	20 (двадесет) години	Решение за изменение на лицензия № Л-002-08/27.09.2000 г.
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	
7	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ГАБРОВО" ЕАД гр. Габрово 5300 ул. "Индустриална" 6	№ Л-008-03/17.10.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 (двадесет) години	
		№ Л-009-05/17.10.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Габрово	20 (двадесет) години	
8	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛОВДИВ-СЕВЕР" ЕАД* "ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛОВДИВ" ЕАД гр. Пловдив 4000 бул. "Васил Левски" 236	№ И1-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.
		№ 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.
9	"ТОПЛОФИКАЦИЯ – ПЛОВДИВ-ЮГ" ЕАД*		Лицензия за производство на топлинна енергия	20 (двадесет) години	Решение за прекратяване на лицензия № Л-013-02/17.10.2000 г.
			Лицензия за пренос на топлинна енергия	20 (двадесет) години	Решение за прекратяване на лицензия № Л-014-05/17.10.2000 г.
10	"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	
11	"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	
12	"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	
13	"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	
14	"ОВЕРГАЗ ИНК" АД гр. София 1407 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	
15	"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	
16	"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	

17	"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	
18	"ТОПЛОФИКАЦИЯ – ЯМБОЛ" ЕАД гр. Ямбол 8600 кв. Индустриален	№ 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	
19	"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	
		№ Л-030-05/15.11.2000 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия за територията на град Русе	20 (двадесет) години	
20	"ТОПЛОФИКАЦИЯ – СОФИЯ" ЕАД гр. София 1680 ул. "Ястребец" 23	№ Л-031-02/15.11.2000 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	20 (двадесет) години 5 (пет) години	
		№ 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	
21	"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	
22	"СЕВЛИЕВОГАЗ – 2000" АД гр. Севлиево 5400 ул. "Петко Р. Славейков" 1	№ И1-Л-036-08/ 06.11.2002 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Севлиево	20 (двадесет) години	Решение за изменение на лицензия № Л-036-08/15.11.2000 г.
23	"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	
24	"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	
25	"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	
26	"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	
27	"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	
28	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - ВАРНА" ЕАД гр. Варна 9000 ул. "Оборище" 13А	№ Л-045-07/06.12.2000 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на област Варна; Добрич; Шумен; Търговище	30 (тридесет) години	
29	"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	
30	"ДЕВЕН" АД гр. Девня 9160	№ Л-047-03/06.12.2000 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	20 (двадесет) години	
31	"ПРИМАГАЗ" АД гр. София 1172 ж.к. Дианабад, бл. 45-46, вх. 10		Лицензия за разпределение на природен газ за територията на кметствата "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	10 (десет) години	Решение за прекратяване процедура по изменение на лицензия № Пр-И-Л-048-08/10.07.2002 г.
32	"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	

33	"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	
34	"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	
35	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СОФИЯ - ОБЛАСТ" ЕАД гр. София 1309 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	
36	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПОПОВО" АД гр. Попово 7800 пл. "Ал. Стамболийски" 1, ст. 302	№ Л-054-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Попово	10 (десет) години	
37	"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	
38	"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	
39	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН" ЕАД гр. Плевен 5800 ул. "София" 2	№ Л-058-03/08.01.2001 г.	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	
40	"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	
41	"ОВЕРГАЗ ИНК" АД гр. София 1407 ул. "Филип Кутев" 5	№ Л-061-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на столичен общински район Баня	10 (десет) години	
42	"ХЕБРОСГАЗ" АД гр. Пазарджик 4400 ул. "Булаир" 30	№ Л-062-08/08.01.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Пазарджик	10 (десет) години	
43	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПЪРВОМАЙ" ООД*	№ И1-Л-063-08/ 16.01.2002 г.	Лицензия за разпределение на	10 (десет) години	Решение за изменение на

	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ - ПЪРВОМАЙ" АД гр. Първомай 4270 ул. "Орфей" 14		природен газ за територията на община Първомай		лицензия № Л-063-08/08.01.2001 г.
44	"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	
45	"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	
46	"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ - СТОЛИЧНО" ЕАД гр. София 1309 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	
47	"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	
48	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	
49	"ГАЗИНЖЕНЕРИНГ" ООД гр. Долни Дъбник 5870 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	
50	"КАВАРНАГАЗ" 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	
51	"НАЦИОНАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА КОМПАНИЯ" ЕАД гр. София 1000 ул. "Триадица" 8		Лицензия за производство на електрическа енергия от ТЕЦ "Марица изток 3"	10 (десет) години	Решение за прекратяване на лицензия под условие № Л-071-01/14.02.2001 г.
		№ 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	
52	"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	
53	"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	
54	"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	
55	"ЧЕРНОМОРСКА ТЕХНОЛОГИЧНА КОМПАНИЯ" АД гр. Варна 9000 ул. "Цар Симеон I" 25, ет. 7, п.к. 619	№ Л-080-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Добрич	10 (десет) години	
		№ Л-081-08/14.02.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Търговище	20 (двадесет) години	
56	"ТОПЛОФИКАЦИЯ - РАЗГРАД" ЕАД гр. Разград 7200 ул. "Черна", Индустринна 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	
57	"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	
58	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	
59	"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	
60	"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	
61	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	
62	"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	
63	ТЕЦ "БОБОВ ДОЛ" ЕАД с. Големо село 2635 обл. Кюстендилска, общ. Бобов дол	№ Л-094-01/21.02.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия	10 (десет) години	
64	"БРИКЕЛ" ЕАД гр. Гълъбово 6280	№ Л-095-05/14.03.2001 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия	10 (десет) години	
		№ Л-096-03/14.03.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10 (десет) години	
65	"ЗАХАРНИ ЗАВОДИ" АД гр. Горна Оряховица 5100 ул."Свети княз Борис I"	№ Л-097-03/14.03.2001 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10 (десет) години	
66	"КРЕМИКОВЦИ" АД гр. София 1870 кв. Ботунец	№ 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	
67	"ГАЗОСНАБДЯВАНЕ ХАСКОВО" АД гр. Хасково 6300 пл. "Свобода" 7, ет.4	№ Л-100-08/14.03.2001 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на община Хасково	5 (пет) години	
68	"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	
69	"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	
70	"ТТГ - СЛЪНЦЕ" АД гр. София 1309 ул."Кукуш" 1	№ Л-103-02/21.03.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 (десет) години	

71	"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	
72	"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	
73	"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	
74	"СИИФ МЕКАМИДИ - ЛИТЕКС" ООД* "СИИФ МЕКАМИДИ -ЛИТЕКС" АД гр. София 1000, общ. Триадица, ул. "Солунска" 46, ет. 1, ап. 1	№ И1-Л-107-01/ 27.06.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия от ВЕЦ	20 (двадесет) години	Решение за изменение на лицензия № Л-107-01/ 10.05.2001 г.
75	"ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ - СЕРВИЗ" АД гр. Варна 9000 КК "Златни пясъци", сграда "Техническа дирекция"	№ Л-108-07/10.05.2001 г.	Лицензия за разпределение на електрическа енергия за територията на КК "Златни пясъци"	30 (тридесет) години	
76	"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	
77	"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	
78	"ХЕРОС" ЕООД гр. Габрово 5300 ул. "Л. Каравелов" 26	№ Л-111-02/06.06.2001 г.	Лицензия за производство на топлинна енергия	10 (десет) години	
79	"ЕНЕРГИЙНА КОМПАНИЯ МАРИЦА ИЗТОК 3" АД (ENTERGY) гр. София 1142 общ. Средец, бул. "Фритьоф Нансен" 9	№ Л-001-01/06.02.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия от ТЕЦ " Марица изток 3"	20 (двадесет) години	Лицензия, издадена под условие
80	"ХИМЕНЕРГО" ЕАД гр. Враца 3000 ул. Шосе за гр. Мездра	№ Л-112-03/06.03.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия	10 (десет) години	
81	Българско АД "ГРАНИТОИД" АД гр. София 1000 пл. Народно събрание 12	№ Л-113-01/20.03.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия	20 (двадесет) години	
82	"СОФИЯГАЗ" ЕАД гр. Баня 1320	№ Л-114-08/10.07.2002 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на СОР Баня	10 (десет) години	
83	"СОФИЯГАЗ" ЕАД гр. Божурище 2227	№ Л-115-08/10.07.2002 г.	Лицензия за разпределение на природен газ за територията на град	20 (двадесет) години	

			Божурище		
84	“ВИДАХИМ” АД гр. Видин 3700 Южна промишлена зона	№ Л-116-03/27.11.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия за територията на град Видин	10 (десет) години	
85	“ЕНЕРГО-ПРО БЪЛГАРИЯ” АД гр. София 1715 ж.к. Младост 4, ул. “Бизнес Парк София” 1, сгр. 3, ет. 4	№ Л-117-01/12.12.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа енергия	10 (десет) години	
86	“ТОПЛИНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ГАЗ ЕКОЛОГИЯ – 21” ООД гр. Стамболийски 4210 бул. “Иван Вазов” 1	№ Л-118-03/12.12.2002 г.	Лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия за територията на община Стамболийски	20 (двадесет) години	
		№ Л-119-05/12.12.2002 г.	Лицензия за пренос на топлинна енергия на територията на община Стамболийски	10 (десет) години	

* Пререгистрирано предприятие.

Решения
ЗА ИЗДАВАНЕ НА РАЗРЕШЕНИЯ ЗА ДЕЙНОСТИТЕ В
ЕНЕРГЕТИКАТА
(Към 31.12.2002 г.)

№	ТИТУЛЯР НА РАЗРЕШЕНИЕТО	Номер на решението	Описание на действието	СРОК НА разрешението	Промени
1	"ЕНЕРГИЙНА КОМПАНИЯ МАРИЦА ИЗТОК 3" АД (ENTERGY) гр. София 1142 общ. Средец, бул. "Фритъф Нансен" 9	№ Р-001/06.02.2002 г.	Разрешение за разширение на ТЕЦ "Марица изток 3" с мощност 64,4 MW	41 (четиридесет и един) месеца	
2	"ЕЙ И ЕС-3С МАРИЦА ИЗТОК 1" ЕООД гр. София 1000 бул. "Витоша" 67, ет. 1, ап. 4	№ Р-002/28.06.2002 г.	Разрешение за изграждане на нова ТЕЦ с брутна мощност 670 MW (\pm 15 MW) на площадката на ТЕЦ "Марица изток 1"	45 (четиридесет и пет) месеца	
3	"ТОПЛИНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ ГАЗ ЕКОЛОГИЯ - 21" ООД ("ТЕГЕ - 21" ООД) гр. Стамболийски 4210 бул. "Иван Вазов" 1	№ Р-003/16.07.2002 г.	Разрешение за изграждане на нов енергиен обект - центра за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 (две) години	

РЕГУЛИРАНЕ НА ЦЕНИТЕ

ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРИ ПРОДАЖБА ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛИ (Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г.)

1. Цени на електрическа енергия при продажба от независими производители

№	Независими производители на електрическа енергия	Цена за енергия, лв./МВтч	Цена за мощност, лв./(МВт.ч)	Промени, решения на ДКЕР
1	"АЕЦ Козлодуй" ЕАД	18.93	18.90	№ Ц-035/16.07.2002 г.
2	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	44.10	11.37	№ Ц-017/19.04.2002 г.
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	41.69	20.32	
4	"Топлофикация - Русе" ЕАД (блок 4)	37.17	7.90	
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	39.12	4.07	
6	ТЕЦ "Марица изток 2" ЕАД	26.60	14.05	

Забележка. В цените не е включен данък върху добавената стойност.

2. Цени на електрическа енергия при продажба от производители с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия

№	Независими производители с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (топлофикационни предприятия)	Цена на енергия, лв./МВтч	Промени, решения на ДКЕР
1	"Топлофикация - София" ЕАД	80.0	
2	"Топлофикация - Пловдив" ЕАД	80.0	
3	"Топлофикация - Плевен" ЕАД	80.0	
4	"Топлофикация - Сливен" ЕАД	79.0	№ Ц-033/12.07.2002 г.
5	"Топлофикация - Шумен" ЕАД	80.0	
6	"Топлофикация - Казанлък" ЕАД	120.0	
7	"Топлофикация - Габрово" ЕАД	79.0	№ Ц-032/12.07.2002 г.
8	"Топлофикация - Перник" ЕАД	79.0	№ Ц-034/12.07.2002 г.
9	"Топлофикация - Правец" ЕАД	80.0	
10	"Топлофикация - Русе" ЕАД	62.0	

Забележка. В цените не е включен данък върху добавената стойност.

3. Цени на електрическа енергия при продажба от заводски централи

№	Заводски централи	Цена на енергия, лв./МВтч	Промени, решения на ДКЕР
1	"БРИКЕЛ" ЕАД, гр. Гълъбово	58.8	
2	ТЕЦ към "СВИЛОЗА" АД, гр. Свищов	54.0	№ Ц-030/10.07.2002 г.
3	ТЕЦ към "ЗАХАРНИ ЗАВОДИ" АД, гр. Горна Оряховица	45.6	
4	ТЕЦ на "ДЕВЕН" АД, гр. Девня	57.2	
5	"ХИМЕНЕРГО" ЕАД, гр. Враца	80.0	
6	ТЕЦ към "ВИДАХИМ" АД, гр. Видин	69.5	№ Ц-053/17.12.2002 г.

Забележка. В цените не е включен данък върху добавената стойност.

4. Цена на електрическа енергия при продажба от производители, използващи възобновяеми източници с мощност под 10 МВт

60.00 лв./МВтч

Забележка. В цената не е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ
ПО ПРЕНОСНАТА МРЕЖА**

(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г.)

6.00 лв./МВтч

Забележка. В цената не е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНИ, ПО КОИТО ПРЕНОСНОТО ПРЕДПРИЯТИЕ ПРОДАВА
ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ**
(Решение на ДКЕР № Ц-035/16.07.2002 г.)

№	Разпределителни предприятия	Цена, лв./МВтч
1	"Електроразпределение – Столично" ЕАД	50.12
2	"Електроразпределение София – област" ЕАД	42.42
3	"Електроразпределение Пловдив" ЕАД	50.10
4	"Електроразпределение Варна" ЕАД	46.04
5	"Електроразпределение Стара Загора" ЕАД	48.07
6	"Електроразпределение Горна Оряховица" ЕАД	44.82
7	"Електроразпределение Плевен" ЕАД	48.19
8	"Златни пясъци - сервиз" АД	51.64

Забележка. В цените не е включен данък върху добавената стойност.

НА ТАРИФНИТЕ ЗОНИ В ДЕНОНОЩИЕТО

(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г.)

1. Начални и крайни часове на върховата зона за потребители,
извършващи стопанска и обществена дейност

Месец	Часове на денонощието
Януари, февруари, март	от 8 до 11 ч. от 18 до 21 ч.
Април, май, юни, юли, август, септември, октомври	от 8 до 12 ч. от 20 до 22 ч.
Ноември, декември	от 8 до 11 ч. от 18 до 21 ч.

2. Начални и крайни часове на нощната зона за потребители,
извършващи стопанска и обществена дейност, и за населението

Месец	Часове на денонощието
Януари, февруари, март	от 22 до 6 ч.
Април, май, юни, юли, август, септември, октомври	от 23 до 7 ч.
Ноември, декември	от 22 до 6 ч.

ЦЕНИ НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ИЗПОЛЗВАНА ЗА СТОПАНСКА И ОБЩЕСТВЕНА ДЕЙНОСТ ОТ ДЪРЖАВНИТЕ И ОБЩИНСКИТЕ ОРГАНИ, ОТ ЮРИДИЧЕСКИ И ФИЗИЧЕСКИ ЛИЦА

(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г.)

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч		
		ниво на напрежение		
		ВН	СрН	НН
1. С три скали	върхова	0.122	0.137	0.163
	дневна	0.076	0.085	0.101
	нощна	0.046	0.052	0.062
2. С две скали	дневна	0.098	0.109	0.130
	нощна	0.046	0.052	0.062
3. С една скала		0.093	0.104	0.124

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

ЦЕНИ НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ НА НИСКО НИВО

**НА НАПРЕЖЕНИЕ, ИЗПОЛЗВАНА ОТ ОБЩИНИТЕ ЗА ВЪНШНО ОСВЕТЛЕНИЕ
НА ОТКРИТИ ПЛОЩИ ОТ ТЕХНИТЕ ТЕРИТОРИИ – ПУБЛИЧНА ОБЩИНСКА
СОБСТВЕНОСТ**

(Решение на ДКЕР № Ц-039/30.09.2002 г.)

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч
1. С две скали	дневна	0.122
	Нощна	0.060
2. С една скала		0.118

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНИ НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ,
ИЗПОЛЗВАНА ЗА СТОПАНСКА И ОБЩЕСТВЕНА ДЕЙНОСТ
ОТ ДЪРЖАВНИТЕ И ОБЩИНСКИТЕ ОРГАНИ, ОТ ЮРИДИЧЕСКИ
И ФИЗИЧЕСКИ ЛИЦА ПРЕЗ ПОЧИВНИТЕ И ПРАЗНИЧНИТЕ ДНИ**

(Решение на ДКЕР № Ц-040/01.10.2002 г.)

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч
		<i>ВН</i>
1. С три скали	върхова	0.122
	дневна	0.068
	нощна	0.038
2. С две скали	дневна	0.092
	нощна	0.038
3. С една скала		0.086

Забележки

В цените е включен данък върху добавената стойност.

Цените по т. 1 се прилагат за потребители ВН, присъединени към преносната мрежа, с годишно потребление над 50 млн. кВтч и изправни платци към НЕК ЕАД.

Прилагането на глава пета от Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия, по отношение на използваната реактивна електрическа енергия, се извършва поотделно за работните дни и за почивните и празничните дни.

**ПРИМЕРЕН ТРИГОДИШЕН ГРАФИК
ЗА ЕЖЕГОДНО ПОВИШАВАНЕ НА СРЕДНАТА ПРОДАЖНА ЦЕНА
НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ НУЖДИ**

(Решение на ДКЕР № Ц-028/28.06.2002 г.)

В сила от	Повишение	Средна продажна цена, лв./кВтч
01.07.2002 г.	20 %	0.097
01.07.2003 г.	15 %	0.112
01.07.2004 г.	10 %	0.122

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНИ НА АКТИВНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ,
ИЗПОЛЗВАНА ЗА БИТОВИ НУЖДИ ОТ НАСЕЛЕНИЕТО**

(Решение на ДКЕР № Ц-029/28.06.2002 г.)

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч	Прилага се за потребители
1. С две скали	дневна	до 75 кВтч	0.098	всички
		над 75 кВтч	0.127	всички
	нощна	цялото потребление	0.068	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април – 31 октомври
		до 50 кВтч	0.053	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември – 31 март
		над 50 кВтч	0.068	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември – 31 март
2. С една скала		до 75 кВтч	0.098	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април – 31 октомври
		над 75 кВтч	0.127	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември – 31 март
		до 125 кВтч	0.098	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември – 31 март
		над 125 кВтч	0.127	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември – 31 март

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

ЦЕНИ НА ТОПЛИННАТА ЕНЕРГИЯ
(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г., доп. № Ц-037/27.08.2002 г.)

№	Топлофикационни предприятия	Цена на водна пара, лв./МВтч	Цена на гореща вода		Промени, решения на ДКЕР
			цена за енергия, лв./МВтч	цена за мощност	
			лв./м ³	лв./кВт/месец	
1	"Топлофикация - София" ЕАД	75.31	47.38	0.077	1.33
2	"Топлофикация - Пловдив" ЕАД	83.62	47.22	0.079	1.65
3	"Топлофикация - Плевен" ЕАД	76.57	54.12	0.074	1.19
4	"Топлофикация - Сливен" ЕАД	63.16	38.65	0.074	1.43
5	"Топлофикация - Шумен" ЕАД		55.56	0.102	2.80
6	"Топлофикация - Казанлък" ЕАД	85.99	83.75	0.090	2.50

7	"Топлофикация - Габрово" ЕАД	84.97	47.35	0.119	2.35	
8	"Топлофикация - Перник" ЕАД	65.69	37.64	0.108	3.00	
9	"Топлофикация - Плевен" ЕАД		43.19	0.162	2.87	№ Ц-021/30.04.2002 г.
10	"Топлофикация - Русе" ЕАД	52.86	34.06	0,173	2.87	№ Ц-014/19.04.2002 г.
11	"Топлофикация - Бургас" ЕАД	67.87	47.02	0.101	2.70	
12	"Топлофикация - Враца" ЕАД		52.15	0.072	1.01	
13	"Топлофикация - Ловеч" ЕАД		68.76	0.246	3.04	
14	"Топлофикация - Самоков" ЕАД		56.38	0.087	1.38	
15	"Топлофикация - Искрец" ЕАД	138.78				
16	"Топлофикация – Велико Търново" ЕАД		77.18	0.093	2.45	
17	"Топлофикация - Разград" ЕАД		50.65	0.085	2.03	
18	"Топлофикация - Варна" ЕАД		49.69	0.093	2.45	
19	"Топлофикация - Бедек" ЕАД	170.00				

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

№	Заводски централи	Цена на водна пара, лв./МВтч	Цена на гореща вода, лв./МВтч	Промени, решения на ДКЕР
1	"БРИКЕЛ" ЕАД, гр. Гълъбово		37.38	
2	ТЕЦ към "СВИЛОЗА" АД, гр. Свищов	33.45	22.71	
3	ТЕЦ към "ЗАХАРНИ ЗАВОДИ" АД, гр. Горна Оряховица	44.53		
4	ТЕЦ на "ДЕВЕН" АД, гр. Девня	27.06		№ Ц-031/10.07.2002 г.
5	"ХИМЕНЕРГО" ЕАД, гр. Враца	51.45	35.88	
6	"АЕЦ КОЗЛОДУЙ" ЕАД		21.85	
7	"МИКРОЕНЕРГИЯ" ООД, гр. Ботевград		140.73	№ Ц-022/30.04.2002 г.
8	КЦ "ХЕРОС" ЕООД, гр. Габрово	96.91		

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ
(Решение на ДКЕР № Ц-052/17.12.2002 г.)

1. Цена на природния газ при продажба от газопреносното предприятие на потребители, присъединени към газопреносната мрежа, за първо тримесечие на 2003 г.

280.06 лв./1000 нм³

Забележка. В цената е включен данък върху добавената стойност.

2. Цена на природния газ при продажба от газопреносното предприятие на потребители, присъединени към газоразпределителните мрежи

289.66 лв./1000 нм³

Забележка. В цената е включен данък върху добавената стойност.

3. Цени на природния газ при пренос и продажба

№	Газоразпределителни предприятия	Цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи, лв./1000 нм ³			Цени на природния газ при продажба от газоразпределителните предприятия за първо тримесечие на 2003 г., лв./1000 нм ³		
		П*	ОА и Т**	Б***	П	ОА и Т	Б
1	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Добрич	57.54	244.66	768.32	349.11	573.65	1202.05
2	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Търговище	70	173	175	364.06	487.66	490.06
3	"Комекес" АД, гр. Самоков	44	76.02	245	332.86	371.29	574.06
4	"Хебросгаз" АД, гр. Пазарджик	31	144	257	317.26	452.86	588.46
5	"Хебросгаз" АД, гр. Пещера	75	175	382	370.06	490.06	738.46
6	"Ямболгаз 92" АД, гр. Ямбол	50	169	259	340.06	482.86	590.86
7	"Ловечгаз - 96" АД, гр. Ловеч	67	156	252	360.46	467.26	582.46
8	"Монтанагаз" АД, гр. Монтана	66	157	259	359.26	468.46	590.86
9	"Газоснабдяване - Нова Загора" АД	94	186	282	392.86	503.26	618.46
10	"Газоснабдяване - Първомай" АД	47	176	278	336.46	491.26	613.66
11	"Газоснабдяване - Стара Загора" ООД	29	104	237	314.86	404.86	564.46

12	"Газоснабдяване - Враца" ЕАД - гр. Мездра	34	146	254	320.86	455.26	584.86
13	"Газоснабдяване - Разград" АД, гр. Разград	109	177	263	410.86	492.46	595.66
14	"Газоснабдяване - Разград" АД, гр. Исперих	85	197	396	382.06	516.46	755.26
15	"Газоснабдяване - Попово" АД	72	121	253	366.46	425.26	583.66
16	"Плевенгаз" ЕАД, гр. Левски	137	163	396	444.46	475.66	755.26
17	"Газоснабдяване - Асеновград" ЕАД	78	130	255	373.66	436.06	586.06
18	"Софиягаз" ЕАД, гр. Баня	35	158	363	322.06	469.66	715.66
19	"Софиягаз" ЕАД, гр. Божурище	72	168	284	366.46	481.66	620.86
20	"Балкангаз - 2000" АД, гр. Ботевград	39	67	142	326.86	360.46	450.46
21	"Севлиевогаз - 2000" АД, гр. Севлиево	35	149	170	322.06	458.86	484.06
22	"Примагаз" АД, гр. Варна	47	-	47	336.46	-	336.46
23	"Каварнагаз" ООД, гр. Каварна	77	46	306	363.00	325.00	637.00
24	"Газинженеринг" ООД, гр. Долни Дъбник	42	79	324	320.00	365.00	659.00

Забележки

* П - промишлени потребители

** ОА и Т - обществено-административни и търговски потребители

*** Б - битови потребители

В цените е включен данък върху добавената стойност.

**Цени за присъединяване на обекти на потребители
към електропреносната и електроразпределителните мрежи
(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.03.2002 г.)**

Група потребители №	Присъединявана мощност, кВт	Цена	
		за дължина на захранващото трасе до 25 м, лв.	за един допълнителен метър дължина на захранващото трасе над 25 м, лв./м
1	до 6	444	26
2	от 7 до 15	696	26
3	от 16 до 50	2316	26
4	от 51 до 100	5880	40
5	от 101 до 200	9600	40
6	от 201 до 500	21360	59
7	от 501 до 1000	42270	59
8	над 1000	индивидуален проект	

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ПОТРЕБИТЕЛИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ
КЪМ ТОПЛОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ**

№	Топлофикационни предприятия	Категория потребители и вид топлоносител	Цена за присъединяване, лв.						Решение на ДКЕР	
			до 100 кВт	до 300 кВт	до 600 кВт	до 1000 кВт	до 1500 кВт	до 2000 кВт		над 2000 кВт
1	“Топлофикация – София” ЕАД	битови*	518	571	654	759	896	1032	1168	№ Ц-044/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	527	579	663	768	904	1040	1177	
		стопански (топлоносител водна пара)	509	579	685	825	1001	1177	1352	
2	“Топлофикация – Пловдив” ЕАД	битови*	264	300	349	447	544	606	715	№ Ц- 055/ 20.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	282	318	367	464	562	623	733	
		стопански (топлоносител водна пара)	299	335	384	481	579	641	750	
3	“Топлофикация – Плевен” ЕАД	битови*	441	484	552	639	750	862	974	№ Ц-054/ 20.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	448	491	560	646	758	869	981	
		стопански (топлоносител водна пара)	456	542	672	844	1060	1277	1494	
4	“Топлофикация –	битови*	518	558	622	702	806	909	1013	№ Ц-049/

	Сливен "ЕАД"	стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	527	567	631	711	815	919	1022	12.12.2002 г.
		стопански (топлоносител водна пара)	516	564	637	735	856	978	1099	
5	"Топлофикация – Казанлък" ЕАД	битови*	479	523	592	679	791	904	1017	№ Ц-045/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	490	534	603	690	803	915	1028	
		стопански (топлоносител водна пара)	480	538	625	741	886	1032	1177	
6	"Топлофикация – Габрово" ЕАД	битови*	387	430	497	583	694	805	916	№ Ц-050/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	394	437	505	591	702	813	923	
		стопански (топлоносител водна пара)	379	430	505	606	732	858	984	
7	"Топлофикация – Перник" ЕАД	битови*	506	557	639	743	876	1010	1143	№ Ц-046/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	513	565	647	750	884	1017	1151	
		стопански (топлоносител водна пара)	495	563	665	801	970	1140	1309	
8	"Топлофикация – Русе" ЕАД	битови*	399	436	496	571	669	766	863	№ Ц-048/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	410	448	508	583	680	778	875	
		стопански (топлоносител водна пара)	403	453	529	629	755	880	1006	
9	"Топлофикация – Бургас" ЕАД	битови*	534	593	686	805	957	1109	1262	№ Ц-051/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	548	607	701	819	971	1123	1276	
		стопански (топлоносител водна пара)	530	590	679	798	947	1096	1245	
10	"Топлофикация – Враца" ЕАД	битови*	502	551	630	729	857	986	1114	№ Ц-047/ 12.12.2002 г.
		стопански и бюджетни* (топлоносител гореща вода)	510	560	639	738	866	994	1123	

Забележки

Потребителите означени със * са диференцирани в зависимост от мощността на абонатната станция.
В цените не е включен данък върху добавената стойност.

ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ПОТРЕБИТЕЛИ

КЪМ ГАЗОПРЕНОСНАТА МРЕЖА
(Решение на ДКЕР № Ц-043/03.12.2002 г.)

Диаметър на тръбата на газопроводното отклонение, мм	до 90	от 100 до 300	над 300
Цена за присъединяване, лв.	5988	8269	11232

Забележка. В цените е включен данък върху добавената стойност.

**ЦЕНИ ЗА ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ПОТРЕБИТЕЛИ КЪМ
ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИТЕ МРЕЖИ**
(Решение на ДКЕР № Ц-002/29.02.2002 г.)

№	Газоразпределителни предприятия	Цена за присъединяване, лв.												Промени, решения на ДКЕР				
		промишлени потребители							обществено-административни и търговски потребители			битови потребители						
1	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Добрич	1600*							3160*			640*			225*	165*	153*	№ Ц-042/15.11.2002 г.
2	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Търговище	1600*							3160*			640*			225*	165*	153*	№ Ц-042/15.11.2002 г.
3	"Хебросгаз" АД, гр. Пазарджик	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
4	"Хебросгаз" АД, гр. Пещера	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
5	"Ямболгаз 92" АД, гр. Ямбол	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
6	"Ловечгаз - 96" АД, гр. Ловеч	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
7	"Монтанагаз" АД, гр. Монтана	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
8	"Газоснабдяване - Нова Загора" АД	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
9	"Газоснабдяване - Първомай" АД	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
10	"Газоснабдяване - Стара Загора" ООД	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
11	"Газоснабдяване - Враца" ЕАД, гр. Мездра	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
12	"Газоснабдяване - Разград" АД, гр. Разград	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
13	"Газоснабдяване - Разград" АД, гр. Исперих	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
14	"Газоснабдяване - Попово" АД	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					
15	"Плевенгаз" ЕАД, гр. Левски	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174					

16	"Газоснабдяване - Асеновград" ЕАД	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174	
17	"Софиягаз" АД, гр. Баня	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174	
18	"Софиягаз" АД, гр. Божурище	3450	3450	3450	4097	4097	4097	4097	1109	1685	2002	2347	174	
19	"Каварнагаз" ООД, гр. Каварна	836							820				№ Ц-025/06.06.2002 г.	
20	"Газинженеринг" ООД, гр. Долни Дъбник	836							820				№ Ц-026/06.06.2002 г.	

Забележка. В цените със * не е включен данък върху добавената стойност.

КОНТРОЛНА ДЕЙНОСТ

Една от основните сфери на дейност на Държавната комисия за енергийно регулиране, регламентирана в Закона за енергетиката и енергийната ефективност, е контролът по спазването на условията по издадените разрешения и лицензии за дейностите в енергетиката и по образуването и прилагането на цените.

РЕАЛНОТО ИЗПЪЛНЕНИЕ НА КОНТРОЛНИТЕ ФУНКЦИИ НА ДКЕР СПРЯМО ВСЯКО ЛИЦЕНЗИРАНО ДРУЖЕСТВО ЗАПОЧВА ОТ МОМЕНТА НА ВЛИЗАНЕ В СИЛА НА РЕШЕНИЕТО ЗА ИЗДАВАНЕ НА ЛИЦЕНЗИЯ. ТАЗИ ДЕЙНОСТ ПРОДЪЛЖАВА ПРЕЗ ЦЕЛИЯ ПЕРИОД НА ДЕЙСТВИЕ НА ЛИЦЕНЗИЯТА.

Съгласно чл. 78, ал 2 и чл. 80, ал. 1 от Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензии за извършване на дейностите в енергетиката (ДВ, бр. 36/2000 г.), Комисията извършва периодични проверки на енергийните предприятия съгласно инструкция и по график, утвърден в началото на всяка календарна година. Проверките се извършват в съответствие с утвърдени *Вътрешни правила на Държавната комисия за енергийно регулиране за осъществяване на контрол на енергийни предприятия* (протокол на заседание на ДКЕР № 116/10.05.2001 г.), които се отнасят за извършването на проверки по сигнали и жалби, проверки по искания на засегнато от неизпълнение условията на лицензия лице, обжалване на актове на ДКЕР и извънредни проверки. Разработена е и *Инструкция за провеждане на текущ контрол в лицензираните енергийни предприятия*, която регламентира дейностите, предшестващи проверките, извършването на проверките и дейностите след извършването на проверките. Инструкцията има 9 приложения, в които са представени изискванията за комплексна проверка по изпълнение условията на лицензията за дейностите в енергийните предприятия, съответно:

- за производство на електрическа енергия от ВЕЦ;
- за производство на електрическа енергия от ТЕЦ;
- за производство на топлинна енергия и за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;
- за пренос на топлинна енергия;
- за пренос на електрическа енергия;
- за разпределение на електрическа енергия;
- за пренос и транзит на природен газ;
- за разпределение на природен газ;
- за съхранение на природен газ.

Периодичните проверки са комплексни и тематични. Тематичните проверки, провеждани по график, обхващат изискванията на точно определени условия от лицензията.

Комплексните проверки се провеждат за всички предприятия по график, един път на три години, и обхващат всички условия на лицензията:

- основна производствена дейност на предприятието;
- експлоатация и поддържане на производствените обекти и съоръжения;
- преглед на съгласувания план за развитие;
- спиране на производствените съоръжения;
- средства за търговско и контролно измерване;
- безопасни условия на труд;
- опазване на околната среда;
- енергийна ефективност и качество;
- управленска и организационна структура на лицензианта;
- образование и квалификация на ръководния персонал на лицензианта;
- правила за работа с потребителите;
- извънредни ситуации;
- други показатели, определени в заповед за проверка.

През 2001 г. са проведени планови проверки на лицензирани дружества:

- 5 в електроразпределителни дружества;

- 13 в дружества за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, за комбинирано производство и пренос на топлинна енергия, за производство и пренос на топлинна енергия;

- 3 в дружества за разпределение на природен газ.

През 2002 г. са извършени планови проверки на лицензирани енергийни дружества:

- 3 в електроразпределителни дружества;

- 25 в “НЕК” ЕАД – Централно управление, Предприятие “Високо напрежение”, Предприятие “ВЕЦ – група Родопи” и Предприятие “ВЕЦ - група Рила”;

- 2 в дружества за производство на електрическа енергия от ВЕЦ;

- 16 в дружества за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, за комбинирано производство и пренос на топлинна енергия, за производство и пренос на топлинна енергия, за производство на топлинна енергия;

- 21 в дружества за разпределение на природен газ.

Резултатите от проверките се отразяват в констативни протоколи и се обобщават в доклади до Председателя на ДКЕР. На всички проверени дружества своевременно се дават задължителни писмени указания за отстраняване на констатираните нарушения с конкретни срокове за изпълнението им.

Съгласно чл. 80, ал. 2 и 3 от Наредбата за условията и реда за издаване на разрешения и лицензи ДКЕР извършва извънредни проверки на енергийните предприятия при:

а) писмени искания на лица, чиито интереси са засегнати или застрашени от нарушаване на условията на лицензията;

б) сигнал или жалба от трети лица;

в) решение на ДКЕР.

През 2002 г. са извършени извънпланови проверки на място по подадени жалби – 1 в електроразпределително дружество, 3 в топлофикационни и 1 в газоразпределително.

Съществен елемент от контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно регулиране е разглеждането на жалби от физически и юридически лица срещу енергийните дружества, касаещи качеството на доставяния енергиен продукт или неизпълнение на условията на съответните разрешения и лицензи.

Осъществявана от независим и специализиран орган като ДКЕР, тази дейност е особено важна гаранция за защита на правата и интересите на потребителите.

През 2001 г. са постъпили 49 жалби, отнесени както следва: към електроразпределителни дружества – 38 жалби; към топлофикационни дружества – 9 жалби; към газоразпределителни дружества – 2 жалби.

ПРЕЗ 2002 Г. ДКЕР Е СЕЗИРАНА СЪС 113 ЖАЛБИ, ОТ КОИТО 72 КЪМ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА, 39 КЪМ ТОПЛОФИКАЦИОННИ ДРУЖЕСТВА, 2 – КЪМ ГАЗОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ.

Благодарение на активната и своевременно намеса на Държавната комисия за енергийно регулиране, проблемите на жалбоподателите се разрешават в съответствие с действащата нормативна уредба и при съблюдаване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите и равнопоставеност между отделните производители, доставчици и потребители.

МЕЖДУНАРОДНО СЪТРУДНИЧЕСТВО

От 21 до 27 септември 2002 г. на работно посещение в Държавната комисия за енергийно регулиране беше делегация от Комитета за комунални услуги (ККУ) на щата Ню Джърси. Посещението беше реализирано в изпълнение на двегодишната програма за партньорство, създадена за обмяна на опит и информация с цел подобряване на регулаторните практики и насърчаване на дългосрочните взаимоотношения между двата регулаторни органа. Програмата за партньорство е част от цялостната програма на Националната асоциация на регулаторните комисии на САЩ (NARUC) за подпомагане на регулаторните комисии в страните от Централна и Източна Европа, с финансовата подкрепа на Американската агенция за международно развитие (USAID).

Първата среща на представителите на ДКЕР и ККУ се състоя от 18 до 24 май 2002 г. в САЩ. Посещението на нашата делегация завърши с подписването в посолството на Република България във Вашингтон на Писмо за разбирателство за сътрудничество. На база на подписания документ е приет работен план за партньорство, в първата фаза на който се предвижда обмен на делегации и запознаване на място с дейността и проблемите в работата на комисиите.

По време на посещението на американската делегация в България през м. септември бяха разгледани всички проблеми от взаимен интерес. В делегацията на ККУ бяха включени Фредерик Бътлър – член на Комитета, Джордж Риепе – помощник директор на отдел “Енергетика”, Марк Байер – зам.-главен икономист, и Джейсън Кжиш – програмен сътрудник в NARUC.

На проведените работни срещи участниците в делегацията бяха запознати от главния секретар инж. Анелия Илиева със структурата, функциите и основните дейности на ДКЕР. Административната и финансово - счетоводната дейност, информационното обслужване и връзките с обществеността и медиите бяха представени от Севестианна Григорова – директор в ДКЕР.

Параскева Кисева – директор на дирекция “Правна”, запозна участниците в работната среща с основните функции на дирекцията:

- подпомагане ДКЕР при законосъобразното осъществяване на правомощията ѝ на регулиращ орган по ЗЕЕЕ;
- осигуряване правното обслужване на администрацията на ДКЕР;
- осъществяване процесуалното представителство на ДКЕР и нейната администрация пред съдилищата.

Директорът на дирекция “Лицензии и контрол в електроенергетиката” инж. Васил Кутинчев представи функциите на дирекцията при издаването, изменението, допълването, спирането, прекратяването и отнемането на лицензии за производство, пренос и разпределение на електрическа енергия. Изяснена беше и контролната дейност на ДКЕР в съответствие с Вътрешните правила за осъществяване на контрол на енергийните предприятия и Инструкцията за провеждане на текущ контрол в лицензираните енергийни предприятия.

Инж. Михаил Димитров – началник на отдел “Разрешения, лицензии и контрол в топлоенергетиката”, запозна членовете на американската делегация с основните функции на дирекция “Лицензии и контрол в топлоенергетиката”. Функциите, задачите и дейността на дирекция “Лицензии и контрол в газоснабдяването”, както и развитието, проблемите и бъдещите задачи в тази област бяха представени от инж. Костадин Балачев – директор в ДКЕР.

Дейността, резултатите, проблемите и дългосрочните цели при определянето на цените на електрическата енергия, топлинната енергия и природния газ бяха изяснени от Анжела Тонева – директор на дирекция “Икономическо регулиране”. Общите принципи и действията на Държавната комисия за енергийно регулиране при реализиране на

приоритетите в ценовата политика в енергийния сектор бяха представени от Светла Тодорова – член на ДКЕР.

Представителите на ККУ запознаха българските си партньори с взаимоотношенията между Регулаторната комисия на Ню Джърси и регулираните компании. Представен беше опитът при разработването на ценовата методология, осигуряването на качеството и обезпечаването на доставките на електрическа енергия, както и опитът при оценката на инвеститорите в производството и разпределението. Разгледан беше и подходът на ККУ при връзките с обществеността и общественото достойние на информацията.

На 26 септември се проведе среща с министъра на енергетиката и енергийните ресурси Милко Ковачев, на която присъстваха представители на Парламентарната комисия по енергетика към Народното събрание начело с нейния председател Веселин Близнаков.

По време на работната среща американската делегация направи посещение на ПАВЕЦ “Чаира” – най-голямата централа от този вид на Балканския полуостров. Посетено беше и Централното диспечерско управление на НЕК.

С посещението на делегацията на Комитета за комунални услуги на Ню Джърси в Държавната комисия за енергийно регулиране беше разширен обменът на актуална информация между двата регулаторни органа, като особено внимание беше обърнато на въпросите, които ще осигурят бързо и успешно адаптиране на ДКЕР към изискванията на пазарната икономика в енергийния сектор.

ТРИ ГОДИНИ ОТ СЪЗДАВАНЕТО НА ДКЕР

На 10 септември 2002 г. беше чествана 3-годишнината от създаването на Държавната комисия за енергийно регулиране. На тържеството като почетни гости присъстваха проф. Димитър Димитров – първият председател на ДКЕР, Ангел Минев – бивш заместник-председател и понастоящем заместник-министър на енергетиката и енергийните ресурси, Никодим Стамов – бивш заместник-председател, бивши и настоящи членове и служители на комисията.

Държавната комисия за енергийно регулиране е създадена с Постановление № 181/10.09.1999 г. на Министерския съвет на Република България на основание чл. 11, ал. 2 от Закона за енергетиката и енергийната ефективност. С Решение № 600/10.09.1999 г. на основание чл. 12, ал. 2 и § 4 от Преходните и заключителните разпоредби на ЗЕЕЕ Министерският съвет определя следния състав на ДКЕР:

Проф. Димитър Димитров – *председател*;

Ангел Минев – *заместник-председател*;

Членове: Анжела Аршинкова, Тодор Иванов, Славчо Нейков, Никодим Стамов и Евгения Харитонова.

На 21 декември 1999 г. проф. Димитров е назначен за министър на образованието и науката.

С Решение № 307/31.05.2000 г. на основание чл. 13, ал. 3, чл. 13, ал. 4 и § 4 от Преходните и заключителните разпоредби на ЗЕЕЕ във връзка с чл. 50, ал. 4 от Закона за администрацията Министерският съвет освобождава Ангел Минев като заместник-председател, Анжела Аршинкова, Тодор Иванов и Евгения Харитонова като членове и назначава за председател на Държавната комисия за енергийно регулиране проф. Никола Стоичков, за заместник-председател Никодим Стамов и за нови членове Ангел Семерджиев, Тома Гьорчев, Валерий Влъчков и Нина Хаджиева.

Министерският съвет с Решение № 763/21.11.2001 г. на основание чл. 12, ал. 2, чл. 13, ал. 3, т. 1 и ал. 4 и § 4, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на ЗЕЕЕ освобождава проф. Никола Стоичков и назначава за председател на Държавната комисия за енергийно регулиране проф. Константин Шушулов, за заместник-председател Игнат Томанов, за нови членове Добринка Добрева и Светла Тодорова.

С това решение сегашният състав на ДКЕР е следният:

Проф. Константин Шушулов – *председател*;

Игнат Томанов – *заместник-председател*;

Членове: Ангел Семерджиев, Валерий Влъчков, Добринка Добрева, Тома Гьорчев, Светла Тодорова.

IN MEMORIAM

На 22 декември 2002 г. почина проф. д-р инж. Димитър Димитров –
Председател на Държавната комисия за енергийно регулиране
от нейното създаване до 21 декември 1999 г.

Поклон пред паметта му.