



ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

БЮЛЕТИН

2
2005

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН

Година 4

Брой 2/2005

СЪДЪРЖАНИЕ

НАСОКИ ЗА РЕГУЛИРАНЕ

на българските електропроизводствени дружества

(Протоколно решение на ДКЕВР № 38 от 7 април 2005 г., т. 1)

5

ОСНОВНИ НАСОКИ

на ценово регулиране

на българските топлофикационни предприятия

(Протоколно решение на ДКЕВР № 46 от 27 април 2005 г., т. 2)

14

МЕТОДИКА

за определяне на допустимите размери

на технологични разходи на топлинна енергия

при пренос на топлинна енергия

(Протоколно решение на ДКЕВР № 139 от 20 октомври 2005 г., т. 1)

19

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на активната електрическа енергия използвана за битови нужди от населението от 1 юли 2002 г. до 30 юни 2003 г. <i>(Решение на ДКЕР № Ц-029 от 28 юни 2002 г.)</i>	21
---	-----------

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на активната електрическа енергия използвана за битови нужди от населението от 1 юли 2003 г. до 30 юни 2004 г. <i>(Решение на ДКЕР № Ц-009 от 25 юни 2003 г.)</i>	23
---	-----------

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на активната електрическа енергия използвана за битови нужди от населението от 1 юли 2004 г. <i>(Решение на ДКЕР № Ц-010 от 30 юни 2004 г.)</i>	26
---	-----------

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на електрическата енергия, считано от 1 октомври 2005 г. <i>(Решение на ДКЕВР № Ц-018 от 27 септември 2005 г.</i> <i>и Протоколно решение № 138 от 18 октомври 2005 г.)</i>	29
---	-----------

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на природния газ, считано от 1 октомври 2005 г. <i>(Решение на ДКЕВР № Ц-019 от 29 септември 2005 г.)</i>	114
---	------------

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на топлинната енергия, считано от 1 ноември 2005 г. <i>(Решение на ДКЕВР № Ц-020 от 25 октомври 2005 г.</i> <i>и Протоколно решение № 146 от 7 ноември 2005 г., т. 1)</i>	122
--	------------

CONTENTS

GUIDELINES FOR REGULATION of the Bulgarian Electricity Generating Companies <i>(SEWRC's Protocol Decision No 38 of 7 April 2005, p. 1)</i>	5
GENERAL GUIDELINES for Price Regulation of the Bulgarian District Heating Companies <i>(SEWRC's Protocol Decision No 46 of 27 April 2005, p. 2)</i>	14
METHODOLOGY for Determining the Permissible Allowance for Technological Losses of Heat Energy in Heat Energy Transmission <i>(SEWRC's Protocol Decision No 139 of 20 October 2005, p. 1)</i>	19
DECISION CONCERNING THE ENDORSEMENT OF THE PRICES for the Active Electricity Used for Household Purposes from July 1, 2002 till June 30, 2003 <i>(SEWRC's Decision No II-029 of 28 June 2002)</i>	21
DECISION CONCERNING THE ENDORSEMENT OF THE PRICES for the Active Electricity Used for Household Purposes from July 1, 2003 till June 30, 2004 <i>(SEWRC's Decision No II-009 of 25 June 2003)</i>	23

**DECISION CONCERNING
THE ENDORSEMENT OF THE PRICES
for the Active Electricity
Used for Household Purposes
as of July 1, 2004**

(SEWRC's Decision No II-010 of 30 June 2004)

26

**DECISION CONCERNING
THE ENDORSEMENT OF THE PRICES
of the Electricity Prices
as of October 1, 2005**

*(SEWRC's Decision No II-018 of 27 September 2005
and SEWRC's Protocol Decision No 138 of 18 October 2005)*

29

**DECISION CONCERNING
THE ENDORSEMENT OF THE PRICES
of the Natural Gas Prices
as of October 1, 2005**

(SEWRC's Decision No II-019 of 29 September 2005)

114

**DECISION CONCERNING
THE ENDORSEMENT OF THE PRICES
of the Heat Energy Prices
as of November 1, 2005**

*(SEWRC's Decision No II-020 of 25 October 2005
and SEWRC's Protocol Decision No 146 of 7 November 2005, p. 1)*

122

НАСОКИ ЗА РЕГУЛИРАНЕ

на българските електропроизводствени дружества

Протоколно решение на ДКЕВР № 38 от 7 април 2005 г., т. 1

1. Настоящите насоки представляват дългосрочна регулаторна отправна позиция на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) за електропроизводствените дружества в България. Тя предвижда през преходния период и мерки, необходими за постигането на пълна конкуренция на енергийния пазар.

2. Пазарите на електрическа енергия включват: двустранна търговия, продажби на електроенергийната борса, на пазарите на балансиращи услуги, резервна мощност и допълнителни услуги.

3. Очаква се в бъдеще енергийните пазари да стимулират изграждането на нови генериращи мощности. Ако това не се осъществи и бъде застрашена сигурността на снабдяването, ДКЕВР ще организира търгове за нови мощности за производство на електрическа енергия в съответствие с одобрен от министъра на енергетиката и енергийните ресурси опис по чл. 4, ал. 2 т. 5 от Закона за енергетиката (ЗЕ). При определени условия рехабилитирането на съществуващи производствени мощности ще може да се счита за изграждане на нови мощности и за тях също ще могат да се провеждат търгове.

4. За централите, използващи възобновяеми енергийни източници (за ВЕЦ с мощност до 10 MWt) и за високоефективни централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия до 50 MWt/ч, ДКЕВР ще определя преференциални цени за произвежданата от тях електрическа енергия до въвеждането на система за търговия със зелени сертификати. За централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, които не са високоефективни и са въведени в експлоатация преди влизане в сила на ЗЕ, преференциалното ценообразуване ще се прилага до 31 декември 2009 г., независимо от въвеждането на система за търговия със зелени сертификати. Очакванията на ДКЕВР са системата за зелени сертификати да осигури подходящо ниво на финансови стимули за желаещите да инвестират в такъв тип производства, така че България да може да постигне заложените цели за нива на "зелена" енергия.

5. Общественият доставчик, включително чрез своите ВЕЦ и ПАВЕЦ, може да се включи в конкурентните пазари на електрическа енергия след като ДКЕВР му издаде лицензия за търговия с електрическа енергия, ако прецени, че е постигнато необходимото счетоводно, управленско и правно разделяне от оператора на преносната система (ОПС), че органите на управление, включително членовете на Съвета на директорите на обществения доставчик и производствените дружества на НЕК нямат взаимоотношения на контрол с ОПС, т.е. че комуникациите между ОПС и обществения доставчик включват еднаква инфор-

мация по едно и също време както между ОПС и който и да е участник на пазара, както и че общественият доставчик не е в привилегировано положение, което би могло да доведе до злоупотреба с пазарно положение.

6. Въведени са определени временни мерки с оглед на дългосрочната сигурност на снабдяването с електрическа енергия. Тези мерки включват дългосрочни споразумения за изкупуване на електрическа енергия (за срок по-дълъг от една година) и преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и при комбинирано производство.

7. По време на прехода към напълно отворен пазар на електрическа енергия (до 30 юни 2007 г.) ДКЕВР определя по график прогресивно нарастващи квоти на количествата електрическа енергия, които всеки производител може да продава на свободния пазар в съответствие с отварянето на пазара за привилегировани потребители. Възможно е общественият доставчик и/или обществените снабдител да не са в състояние да задоволят нуждите на всички потребители на електрическа енергия, които не са навлезли на свободния пазар чрез двустранни споразумения с независимите производители, а са пожелали да купуват електрическа енергия от регулирания пазар. В съответствие със ЗЕ общественият доставчик и/или обществените снабдител могат да купуват електрическа енергия:

а) по регулирани цени от количествата, определени от комисията за търговия на свободния пазар, и/или ако е необходимо;

б) от търговци на електрическа енергия по свободно договорени цени след разрешение на комисията.

8. На базата на одобрен от ДКЕВР график за отваряне на пазара общественият доставчик сключва годишни споразумения за енергия и мощност с централите за срок от 01.01.2006 г. до 30.06.2007 г.

9. Производителите ще продават електрическата енергия на обществения доставчик по регулирани цени, утвърдени съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия от 20.02.2004 г. ДКЕВР ще прилага регулиране чрез “норма на възвръщаемост” за утвърждаване на цените по споразуменията. Цените за енергия и мощност ще се базират на разходите за предоставяне на услугата, представени в заявленията от собствениците на централите и утвърдени от комисията.

10. Поради опасения от злоупотреба с господстващо положение на балансиращия пазар ДКЕВР може, след съответното решение на Комисията за защита на конкуренцията, да наложи временно горни граници на цените на пазара на балансираща енергия. Когато ДКЕВР прецени, че вече няма заплахата от такава злоупотреба, тези горни граници ще бъдат отменени.

11. Стремешът на ДКЕВР е да сведе тези временни мерки до възможния минимум, за да даде възможност на конкуренцията да определя решенията на електроенергийния пазар. Засега ДКЕВР ще изисква всички нови дългосрочни

споразумения да прекратят действието си в срок до 5 години от влизането им в сила.

12. Решенията на ДКЕВР за прилагане на временни мерки са основани на четири критерия: сигурност на доставките, влияние на цените върху крайните потребители, задоволяване изискванията на законодателството на Европейския съюз и избягване на злоупотреба с пазарно положение на посочените по-горе електроенергийни пазари.

13. Дългосрочното виждане за регулаторна рамка на електроенергийните пазари е свободна конкуренция на всеки един от тях, като ДКЕВР прилага съответната законова уредба – лицензиране на участниците на пазара, мониторинг на всеки отделен пазар с цел определяне дали е налице необходимото ниво на платежоспособност и съответната пазарна клирингова цена, както и че няма злоупотреба с господстващо положение чрез умишлени или неумишлени действия на пазарните участници.

14. Българските енергийни пазари предстои да станат част от Южно-европейската енергийна общност по силата на Споразумението от Атина, Меморандума за разбирателство и Договора за енергийната общност на Югоизточна Европа. Ако е необходимо, първичното и вторичното енергийно законодателство на Република България ще бъдат променени, за да съответстват на международноправната уредба на регионалния енергиен пазар.

15. ДКЕВР ще определя реална норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане при договорите за електрическа енергия в зависимост от специфичните обстоятелства.

16. За съществуващите централи с комбинирано производство, които не са високоефективни и са въведени в експлоатация преди влизане в сила на ЗЕ, ДКЕВР ще определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин от 2005 г. до края на 2009 г. в съответствие със ЗЕ, която, ако не бъде продадена на свободния пазар, ще бъде задължително изкупувана от обществения доставчик и/или обществените снабдителни.

17. До създаване на система за издаване и търговия със зелени сертификати общественият доставчик и/или обществените снабдителни ще изкупуват цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано със сертификат за произход, с изключение на количествата, използвани за собствени нужди или продадени на свободния пазар по преференциални цени за количествата до 50 МВтч/ч и по свободно договорени цени над тези количества.

18. С въвеждането на системата за зелени сертификати тези централи ще излязат на свободния пазар и ДКЕВР ще им издаде зелени сертификати за произведената от тях енергия.

19. Цените на топлинна енергия, произведена по комбиниран начин, се регулират в съответствие с Наредбата за регулиране на цените на топлинната

енергия.

20. За лицензираните дружества в топлоенергийния сектор (централите с комбинирано производство и топлопреносните предприятия) ДКЕВР прилага метод на регулиране “норма на възвръщаемост”. Когато лицензиантите от сектора постигнат финансова стабилност съгласно определени от ДКЕВР финансови критерии, комисията ще премине към регулиране чрез икономически стимули. За централите с комбинирано производство, които са постигнали такава финансова стабилност, ДКЕВР ще прилага регулиране чрез “горна граница на цените” в рамките на регулаторен период от 2 до 5 години, с годишни корекции за качество на услугата и енергията, инфлация и подобрение на ефективността.

21. Министерството на енергетиката и енергийните ресурси (МЕЕР) и ДКЕВР имат правомощия за въвеждане на мерки за гарантиране сигурността на доставките на потребителите на електрическа енергия. ДКЕВР ще приеме пазарни правила и ОПС ще администрира пазар на резервна мощност на базата на периодични търгове, за да се гарантира сигурността на доставките на електрическа енергия. Търговете ще се реализират в бъдеще, когато ДКЕВР прецени, че е налице подходящото ниво на конкуренция, необходимо за провеждането им.

22. За да се избегне недостиг на мощност в краткосрочен аспект и за гарантиране на сигурността на доставките, ОПС ще сключи договори за студен резерв (разполагаемост) за периода 2006 - 2010 г. за определени блокове от някои централи. Срокът на тези договори може да бъде удължен, ако ОПС реши, че трябва да се поддържа резерв за нуждите на сигурността.

23. Договори за студен резерв (разполагаемост) ще бъдат сключени от ОПС за три блока на ТЕЦ “Варна” и един блок на ТЕЦ “Бобов дол”. Плащанията за разполагаема мощност към блоковете ще се базират на следните параметри:

а) Към началото на 2006 г. (първата година от договорите за студен резерв) дълготрайните активи, включени в регулаторната база на активите (РБА) за блоковете, ще бъдат с балансовата стойност към 31.12.2005 г. Необходимият оборотен капитал, включен в РБА, ще бъде определен в съответствие с Указанията на ДКЕВР.

б) Условно-постоянните разходи (без годишните разходи за амортизация) ще бъдат не по-високи от утвърдените от ДКЕВР през 2005 г.

в) Стойността на годишните разходи за амортизации ще бъде доказана пред ДКЕВР на основата на техническия и икономическия живот на активите (но не по-високи от 5 %).

г) Реалната норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане ще бъде определена в размер на 12 %.

д) Договорената разполагаема мощност за три блока на ТЕЦ “Варна” е 600 МВт и за един от блоковете на ТЕЦ “Бобов дол” – 180 МВт.

е) За 2006 г. цената за разполагаемост ще бъде определена, както следва:

$$\text{ЦР} = \{[(\text{РБА} \cdot \text{ОВА}) + \text{ДПР}] \cdot (1 + \text{ИИПГ} - X)\} / [\text{ДМ} \cdot \text{ПЧГ} \cdot (1 - \text{ЕПС})],$$

където:

ЦР е цена за разполагаемост, лв./МВт.ч;

РБА – регулаторна база на активите за блоковете, лв.;

ОВА – реална норма на възвръщаемост на капитала, %;

ДПР – други постоянни разходи (без възвръщаемост на активите), лв.;

ИИПГ – инфлационен индекс за предходната година – официална статистика, %;

ДМ – договорена мощност, МВт;

ПЧГ – часове през годината, ч;

ЕПС – еквивалент на принудителни престои, %;

X – коефициент за подобряване на ефективността.

ж) За 2007 - 2010 г. цената за разполагаемост ще бъде определена по следния начин:

$$\text{ЦР} = \text{ЦРПГ} \cdot [1 + (\text{ИИПГ} - X)],$$

където:

ЦРПГ е цена за разполагаемост за предходна година, лв./МВт.ч;

X = 1 до 2 % годишно.

з) Цената за разполагаемост (ЦР) може да бъде коригирана и с още един фактор за включване на признатите от ДКЕВР инвестиции. Факторът ще включва възвръщаемост върху инвестициите и всички обосновани допълнителни постоянни разходи, свързани с одобрените инвестиции.

и) Месечните плащания за разполагаемост ще се изчисляват по следната формула:

$$\text{ПР} = \left[\sum_{\text{ч}}^{\text{Б}} (\text{ДРч} \cdot \text{РРч}) - \text{ПЕ} \right] \cdot \text{ЦР},$$

където:

ПР е плащане за разполагаемост за месеца, лв.;

ДРч – договорена разполагаемост за час, МВт.ч;

РРч – реална разполагаемост за час, %, ≤ 100 %;

Б – брой часове в месеца, ч;

ПЕ – продадена енергия на свободния пазар за месеца, МВт.ч;

ЦР – цена за разполагаемост, лв./МВт.ч.

к) Собственикът на ТЕЦ “Бобов дол” може да реши да не сключва договор за разполагаемост за един блок и да излезе с този блок на свободния пазар или да прекрати договора впоследствие, с предизвестие към обществения доставчик до 30 ноември на предходната година за следващата година.

24. Блокове, които са сключили договори за разполагаема мощност, ще бъдат на разположение/налични за ОПС по време на преустановявания на пазара на електрическа енергия в съответствие с пазарните правила. По време на такива преустановявания на пазара на електрическа енергия те ще работят съобразно инструкциите на ОПС за посрещане на недостига от енергия и мощност. Цената за енергия, която ще бъде платена на блоковете, ще се основава на подадените годишни прогнози за цени на енергия за следващата година. Централата може да изиска допълнителни обезщетения за разходи за включване/стартиране и разходи за случаите, когато е била подвключвана от ОПС, но в крайна сметка не се е стигало до задействането ѝ.

25. Според законодателството на ЕС и Република България, МЕЕР може да въведе мерки за защита на енергията, произвеждана с местни горива. С два от блоковете на ТЕЦ “Бобов дол” ще се сключи договор за изкупуване на енергия от обществения доставчик за този преходен период. За единия блок ще се сключи двегодишен договор (2006 – 2007 г.), а за другия ще се сключи петгодишен договор (2006 – 2010 г.) Продукцията на въглища от местните мини ще бъде подкрепяна от потребителите на електрическа енергия в България по следния начин.

а) МЕЕР задава квота за производството на електрическа енергия от ТЕЦ “Бобов дол”, която ще гарантира функционирането и пласирането на продукцията от местни мини, които понастоящем снабдяват централата със суровина. Това ще се осъществява посредством задължителното изкупуване на енергия от обществения доставчик по двегодишен договор (2006 – 2007 г.) и по петгодишен договор (2006 – 2010 г.)

б) За блоковете ще се получава заплащане за енергия, което ще се увеличава всяка година с инфлационния индекс за предходната година:

– За 2005 г. одобрените от ДКЕВР тарифи ще останат в сила до 31.12.2005 г.

– За 2006 г. цените за електрическа енергия ще се определят посредством:

$$ЦЕ = \{[(РБА \cdot ОВА) + ДПР + (КЕ \cdot ПР)] \cdot [1 + (ИИПГ - X)] + ИЦГ\} / КЕ,$$

където:

ЦЕ е цена за енергия /платима за нетни произведени количества, лв./МВт.ч;

РБА – РБА за 2005 г., лв.;

ОВА – реална норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

ДПР – други постоянни разходи (без възвръщаемост на активите), лв.;

ПР – променливи разходи, включени в тарифите/цените за 2005 г., лв./МВт.ч;

ИИПГ – инфлационен индекс за предходната година – официална статистика, %;

ИЦГ – индексация за цената на горивото (РЦ – ПЦ) . КЕ (за предходната година), лв.;

РЦ – реална цена на горивото за предходната година, лв./МВт.ч;

ПЦ – прогнозна цена на горивото за прогнозната година, лв./МВт.ч;

КЕ – квота за енергия за един блок на ТЕЦ “Бобов дол”, МВт.ч:

$$КЕ = ДМ \cdot ЧГ \cdot (1 - ЕПС),$$

където:

ДМ е договорена мощност, МВт;

ЧГ – брой часове в годината, ч;

ЕПС – еквивалент на принудителни престои, %.

– За 2007 - 2010 г. цените за енергия ще се определят като:

$$ЦЕ = \{ЦЕПГ \cdot [1 + (ИИПГ - X)]\} + (ИЦГ/КЕ \text{ за предходната година}),$$

където:

ЦЕПГ е цена за енергия за предходна година, лв./МВтч;

X = 1 до 2 % годишно.

в) Ако през която и да е година продукцията от избран блок на ТЕЦ “Бобов дол” е лимитирана от ОПС и централата не може да постигне зададената квота чрез избрания блок, то централата до края на 2010 г. има следните възможности:

– да навакса продукцията посредством енергия, произведена от друг блок, като цената, заплащана за енергията от обществения доставчик, ще бъде същата като за избрания блок и/или

– да прехвърли дефицита от дадена година за следващата, ако цялата квота не е реализирана поради недиспечиране от страна на ОПС, с изключение на последната година от договора.

г) Квотите могат да бъдат повишавани (със съгласието на ДКЕВР), ако е изложена на риск сигурността на националната система и увеличаването на квотите за енергия от централата са най-евтиният вариант за елиминиране на този риск. Всякакви повишавания на квотите за електрическа енергия ще се заплащат по определените по-горе цени.

д) От 1 юли 2007 г. собственикът на ТЕЦ “Бобов дол” може да реши да прекрати договорите за енергия и да произвежда с тези блокове за конкурентния пазар.

26. Независимите производители ще представят пред ДКЕВР за разглеждане инвестиционна програма преди началото на регулаторния период в съответствие с Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката. Включването на дадена инвестиция в регулаторната база на цената се извършва, след като

проектът е завършен и активите са включени в търговска експлоатация. Инвестициите трябва да бъдат ясно обосновани от страна на производителите и приети като разумни от ДКЕВР. Обосновката включва постигането на конкретни подобрения в дейността на производителя, като например: увеличаване на надеждността, екологични изисквания и др. ДКЕВР може да намали възвръщаемостта на активите, ако конкретните подобрения не са постигнати.

ПРИЛОЖЕНИЕ

към точка 7 от Насоки за регулиране на българските електропроизводствени дружества

Съгласно чл. 9 от Правилата за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи (*ДВ, бр.67/02.08.2004 г.*) Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) в периода до 15 юни 2005 г. определя на основание чл. 21, т. 17 от Закона за енергетиката, разполагаемостта и техническите параметри за производство на електрическа енергия, в съответствие с които всеки производител може да сключва сделки с привилегировани потребители, търговци на електрическа енергия и други производители при условията на правилата за търговия с електрическа енергия за периода от 01.07.2005 г. до 31.12.2005 г. Приложените индивидуални коефициенти и пазарни квоти са индикативни и прогнозни стойности, които са определени на база brutните разполагаемости с отчитане на разполагаемостта, необходима за студен резерв, допълнителни услуги и собствените нужди на централите.

Тези индикативни квоти за участие на централите по време на прехода към напълно отворен пазар на електрическа енергия са съобразени с Насоките за регулиране на българските електропроизводствени дружества.

№	Централа 2005 г.	Индивидуален коефициент за II полугодие на 2005 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	МВт.ч	МВт
1	АЕЦ "Козлодуй"	6,0	500 000	114
2	ТЕЦ "Марица - Изток 2"	39,1	1 120 386	256
3	ТЕЦ "Варна"	39,1	412 776	94
4	ТЕЦ "Бобов дол"	39,1	380 730	87
5	ТЕЦ "Марица 3"	39,1	41 108	9
6	ТЕЦ "Русе" - Блок 4	39,1	39 001	9

№	Централи 2006 г.	Индивидуален коэффициент за 2006 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	МВт.ч	МВт
1	АЕЦ "Козлодуй"	10,8	1 783 560	204
2	ТЕЦ "Марица - Изток 2"	10,8	533 922	61
3	ТЕЦ "Варна"	100,0	2 717 219	310
4	ТЕЦ "Бобов дол"	0,0	0	0
5	ТЕЦ "Марица 3"	10,8	21 592	2
6	ТЕЦ "Русе" - Блок 4	100,0	677 707	77

№	Централи 2007 г.	Индивидуален коэффициент за I полугодие на 2007 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	МВт.ч	МВт
1	АЕЦ "Козлодуй"	48,4	3 003 315	686
2	ТЕЦ "Марица - Изток 2"	48,4	1 304 330	298
3	ТЕЦ "Варна"	100,0	1 314 827	300
4	ТЕЦ "Бобов дол"	0,0	0	0
5	ТЕЦ "Марица 3"	48,4	48 378	11
6	ТЕЦ "Русе" - Блок 4	100,0	658 150	150

Забележка

С Протоколно решение № 137/17.10.2005 г., т. 1, ДКЕВР реши насоките за регулиране на българските електропроизводствени дружества, приети с Протоколно решение на ДКЕВР № 38/07.04.2005 г., в частта им относно условията и параметрите за сключване на договори за студен резерв (разполагаемост) и дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия с ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД и ТЕЦ "Варна ЕАД, както и относно изискването за участие на "Топлофикация Русе" ЕАД изцяло на свободния пазар, да се прилагат за посочените централи след тяхната приватизация.

ОСНОВНИ НАСОКИ

за ценово регулиране

на българските топлофикационни предприятия

Протоколно решение на ДКЕВР № 46 от 27 април 2005 г., т. 2

Настоящият документ описва основните насоки на работа на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (комисията) при осъществяване на правомощията ѝ по регулиране на цените на топлинната енергия в случаите, предвидени в Закона за енергетиката.

1. Методи на регулиране

1.1. Комисията ще продължи да прилага метод на регулиране “норма на възвръщаемост на капитала” за топлопреносните предприятия през 2006 г.

1.2. За тези топлопреносни предприятия, които достигнат определени от комисията критерии, ще се прилага метод на регулиране “горна граница на цените”. Първият регулаторен период за тези предприятия, през който ще се прилага метод на регулиране чрез стимули, ще започне от 1 октомври 2006 г. след изпълняване на критериите.

1.3. Критериите по т. 1.2 ще бъдат свързани със:

- прилагане за всички потребители на разходноориентирани цени на топлинната енергия;
- постигане на целеви финансови показатели, които да гарантират финансовата стабилност на предприятието;
- достигнато на определено от комисията ниво на отклонения между одобрените в цените и действителните разходи и/или възвръщаемост, при извършения от комисията преглед на фактическите стойности на необходимите приходи и техните компоненти;
- осигуряване на достоверна и точна информация за изпълнение на критериите за качество.

2. Ценови и регулаторни периоди

2.1. Регулаторните периоди са, както следва:

2.1.1. При прилагането на метод “норма на възвръщаемост на капитала” регулаторният период е не по-кратък от една година.

2.1.2. При прилагане на метод “горна граница на цените”: първият регулаторен период – три години, всеки следващ – пет години.

2.1.3. Първият регулаторен период по метода “горна граница на цените” няма да започне по-рано от 2007 г. и може да започне, след като дружествата са постигнали критериите, посочени в т. 1.3, и след като комисията е приела

предложенията им за цени.

2.2. Ценовите периоди и при двата метода са не по-кратки от 12 месеца, като по време на отоплителния сезон цените на топлинната енергия не се променят.

3. Елементи на необходимите приходи

3.1. Разходи

3.1.1. Признатите годишни разходи за дейностите производство и пренос на топлинна енергия включват видове разходи, пряко свързани с дейността по лицензията, и съответна част от общите разходи, разпределени между лицензираните дейности в съответствие с приети от комисията:

- указания за образуване на цените;
- единни счетоводни правила за регулаторна отчетност.

3.1.2. При прилагането на метод “горна граница на цените” във видовете разходи ще бъде включен разход за обезценка на несъбираемите вземания на топлопреносните предприятия. Максималният размер на признатата обезценка на несъбираемите вземания ще бъде определен като процент от необходимите приходи.

3.1.3. Одобрените от комисията разходи, произтичащи от изпълнение на задължения за обслужване на обществото, се включват в регулираните цени. При комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия разходите, произтичащи от изпълнение на задължения за обслужване на обществото, ще се разпределят между двата продукта, така че да се осигури тяхното заплащане от всички потребители.

3.2. Възвръщаемост

3.2.1. Регулаторната база на активите (РБА) включва балансовата стойност на одобрени от комисията активи, които се използват и имат полезен живот, така че да осигуряват покриване на максималната часова консумация на топлинна енергия за прогнозирания период.

3.2.2. Теплопреносното предприятие може да предложи за одобрение от комисията резултати от преценка на дълготрайни материални активи, извършена след последното заявление за цени в съответствие със Закона за счетоводството и Международните счетоводни стандарти. Резултатите съдържат разбивка на всички активи по групи, включени в РБА преди и след преценката.

3.2.3. При прилагането на метод “горна граница на цените” в РБА се включват одобрените от комисията инвестиции за регулаторния период като средна кумулативна номинална стойност. Комисията одобрява инвестиционна програма на топлопреносното предприятие за регулаторния период след доказване на стойността на инвестициите, ефекта от тяхното извършване и икономически обосновано финансиране на инвестициите с различните капиталови източници.

3.2.4. Необходимият оборотен капитал се одобрява от комисията и се включва в РБА след доказване на необходимите средства за поддържане на достатъчен средногодишен размер на парични средства за посрещане на текущите задължения. В случай, че топлопреносното предприятие не представи обосновано предложение за необходимия оборотен капитал, комисията ще даде задължителни указания за начина на неговото изчисляване.

3.3. Норма на възвръщаемост на капитала

3.3.1. До прилагането на регулиране чрез метод „горна граница на цени” нормата на възвръщаемост на собствения капитал (след данъчно облагане) ще бъде определена като не по-ниска от утвърдената през 2004 г. Капиталовата структура ще се приема съгласно последните годишни финансови отчети, а цената на заемния капитал ще бъде по-ниската от действителната за дружеството и текущата пазарна лихва за страната.

3.3.2. За определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал комисията ще прилага Модела за оценка на капиталовите активи или друга методология, при отчитане на редица фактори, като: сравнения с други компании с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната; цена на капитала, риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието.

3.3.3. Комисията определя пазарноориентирана цена на привлечения капитал. Предприятието трябва да покаже, че лихвите по заемите са в същия диапазон, както и лихвите на други предприятия с подобна степен на кредитен риск. Всички заеми, участващи в среднопретеглената цена на привлечения капитал, които имат по-високи лихви от текущата пазарна лихва, ще бъдат привеждани към пазарните стойности.

3.3.4. При метод на регулиране “горна граница на цените” комисията използва последните годишни баланси, отразяващи съотношението между собствения и привлечения капитал, и предвижданите инвестиции през регулаторния период, за да определи подходящата целева капиталова структура за следващия регулаторен период.

4. Технически параметри за производство и пренос на топлинна енергия

4.1. Технологични разходи при пренос на топлинна енергия

4.1.1. Технологичните разходи на топлинна енергия се определят в енергийни единици – кВтч или МВтч, и се начисляват в цените на топлинната енергия с топлоносител водна пара и/или гореща вода.

4.1.2. До 2007 г. одобрените технологични разходи при преноса на топлинна енергия са по-малката от двете величини – включените в утвърдените цени през 2004 г. или действително постигнатите през 12-те месеца, предхож-

дащи предложението за цени.

4.1.3. За всички следващи регулаторни периоди технологичните разходи при пренос на топлинна енергия ще се базират на одобрената от комисията инвестиционна програма и очаквания ефект по отношение на тяхното намаляване.

4.2. Специфичен разход на условно гориво

4.2.1. Специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна и за производство на електрическа енергия за периода до 2007 г. са по-малката от двете величини: утвърдените в цените през 2004 г. или действително постигнатите за 12-те месеца, предхождащи предложението за цени.

4.2.2. За всички следващи регулаторни периоди одобрените нива на специфичните разходи на условно гориво ще бъдат определяни в зависимост от прогнозната структура на потреблението на топлинна енергия и обусловените от нея технологични режими на производство през периода.

5. Годишни корекции на цените при прилагане на метод на регулиране “горна граница на цените”

Комисията коригира цените на топлинната енергия за всеки ценови период с индекс на инфлация, намален с коефициент на ефективност, с разлика-та между прогнозна и действителна цена на горивата и в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и качество на обслужването през предходната година.

6. Цени на електрическа енергия при комбинирано производство

6.1. До достигането на показателите за висока ефективност, но не по-късно от 31.12.2009 г. и независимо от въвеждането на система за търговия със зелени сертификати, цената на произведената по комбиниран начин електрическа енергия от централи, изградени и въведени в експлоатация преди 12 декември 2003 г., е преференциална и е не по-ниска от 80 % от средната продажна цена на електрическа енергия за битовите потребители за предходната година.

6.2. При достигнати показатели за висока ефективност цената на произведената по комбиниран начин електрическа енергия до 50 МВтч/ч е преференциална, не по-ниска от 80 % от средната цена за електрическа енергия за битовите потребители за предходната година, и се прилага до въвеждане на системата за търговия със зелени сертификати.

6.3. Количествата електрическа енергия извън тези по т. 6.1 и т. 6.2 се изкупуват по свободно договорени цени.

6.4. Общественият доставчик и/или обществените снабдителите ще изкупуват цялото количество електрическа енергия от високоефективно комбини-

рано производство на топлинна и електрическа енергия, регистрирано със сертификат за произход, с изключение на количествата, използвани за собствени нужди или продадени на свободния пазар.

6.5. Очакванията на комисията са системата за търговия със зелени сертификати да осигури подходящо ниво на финансови стимули за желаещите да инвестират в такъв тип производства, така че България да може да постигне заложените цели за нива на “зелена” енергия.

МЕТОДИКА

за определяне на допустимите размери

на технологичните разходи на топлинна енергия

при пренос на топлинна енергия

Протоколно решение на ДКЕВР № 139 от 20 октомври 2005 г., т. 1

Общи положения

1.1. С настоящата методика се определя начинът, по който Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (комисията) определя допустимия размер на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, наричани по-долу технологични разходи.

1.2. Топлопреносното предприятие възстановява чрез цената на топлинната енергия определените от комисията допустими годишни размери на технологични разходи.

2. Технологичните разходи се формират от следните елементи:

- технологични разходи в топлопреносната мрежа;
- технологични разходи в абонатните станции.

Определяне на действителните размери

на технологичните разходи на топлинна енергия

при преноса на топлинна енергия в предприятията

3. За определяне размера на действителните технологични разходи в топлопреносната мрежа топлопреносните предприятия:

3.1. измерват със средства за търговско измерване разхода и параметрите на добавъчна вода за компенсиране на пропуски в топлопреносните мрежи;

3.2. измерват топлинната енергия със средства за търговско измерване на границата между производството и преносната мрежа и на границата на собственост при потребителите.

4. За определяне размера на действителните технологични разходи в абонатните станции топлопреносните предприятия:

4.1. поддържат база данни за намиращите се в експлоатация абонатни станции, представят в комисията справка по образец, съдържаща информация за технологичните разходи в тях, и представят ежегодна актуализация на тази справка;

4.2. извършват измервания на технологичните разходи в абонатните станции и представят в комисията данните от тях, както следва:

- при регулиране цените на топлинната енергия чрез норма на възвръщаемост – веднъж на три години;

– при регулиране цените на топлинната енергия чрез горна граница на цени или приходи – преди всеки регулаторен период.

Определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия от комисията

5. Топлопреносните предприятия внасят в комисията аргументирани предложения за размера на допустимите годишни технологични разходи за следващия регулаторен период като част от заявлението си за цени, като посочват очакваната промяна на тези разходи в резултат на инвестиционните програми за този период.

6. При определянето на допустимия годишен размер на технологичните разходи за регулаторния период комисията:

6.1. анализира фактически достигнатите стойности от всяко топлопреносно предприятие;

6.2. оценява възможностите за намаляването им в резултат на реализиране на одобрената от комисията инвестиционна програма за съответното топлопреносно предприятие;

6.3. извършва сравнителен анализ с технологичните разходи в мрежи с подобни технически характеристики и подобен режим на работа.

7. След разглеждане и оценка на предложенията комисията определя допустимия размер на годишните технологични разходи за всяко предприятие в мерна единица “мегаватчас”, която представлява сумата от допустимите годишни технологични разходи по елементи съгласно т. 2.

Периоди, за които комисията определя допустимите размери на технологичните разходи

8. Комисията определя допустимия размер на годишните технологични разходи за всяко топлопреносно предприятие за съответния регулаторен период.

9. За първия регулаторен период след приемането на методиката, одобрените технологични разходи при преноса на топлинна енергия са по-малката от двете величини – включените в утвърдените цени през 2004 г. или действително постигнатите през 12-те месеца, предхождащи предложението за цени.

10. В рамките на определения допустим годишен размер на технологичните разходи комисията определя коефициент на максимално увеличение в средномесечния размер на технологичните разходи за периода, в който се осигурява отопление на потребителите.

Методиката е разработена на основание чл. 21, т. 16 от Закона за енергетиката и е приета от ДКЕВР с Протоколно решение № 139/20.10.2005 г., т. 1.

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ
на активната електрическа енергия,
използвана за битови нужди от населението
от 1 юли 2002 г. до 30 юни 2003г.

Решение на ДКЕР № Ц-029 от 28 юни 2002 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

Прие цени на активната електрическата енергия, използвана за битови нужди от населението.

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч	Прилага се за потребители
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
С една скала		до 75 кВтч	0,098	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април - 31 октомври

1	2	3	4	5
		над 75 кВтч	0,127	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април - 31 октомври
		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.

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 30 (тридесет) дневен срок по реда на чл. 14, ал. 3 от ЗЗЗЗ.

Председател:
Проф. д-р инж К. Шушулов
 Главен секретар:
Инж. А. Илиева

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ
на активната електрическа енергия,
използвана за битови нужди от населението
от 1 юли 2003 г. до 30 юни 2004 г.

Решение на ДКЕР № Ц-009 от 25 юни 2003 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 25.06.2003 г., разгледа доклад относно цени на електрическата енергия, използвана от населението за битови нужди, и прие за установено следното.

На основание Глава четвърта, раздел I от Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия, с Решение № Ц-028 от 28 юни 2002 г. ДКЕР прие примерен тригодишен график за ежегодно повишаване на средната продажна цена на електрическата енергия за битови нужди.

Привеждането на цените на електрическата енергия за битови нужди в съответствие с разходите за снабдяване на ниско напрежение в рамките на тригодишен период е предвидено в Управленската програма на правителството, в Енергийната стратегия на България, в Меморандума за икономическа политика на правителството и е едно от условията за отпускане на програмните заеми от Световната банка – PAL I, II и III.

Стратегическите цели на графика са постепенно ребалансиране на цените на електрическата енергия и достигане на нива, съответстващи на разходите за снабдяване с електрическа енергия на отделните групи потребители, и създаване на стабилна регулаторна рамка и ясни ценови решения на ДКЕР в краткосрочен план като необходимо условие за осигуряване на добър инвестиционен климат и успешна приватизация в сектора.

Конкретната цел на първия етап е изпреварване на средната цена за небитови потребители, присъединени към мрежата високо, средно и ниско напрежение, на втория етап – изравняване със средната цена на небитовите потребители, присъединени към мрежата средно и ниско напрежение, и на третия етап е покриване на разходите за снабдяване на ниско напрежение.

С 20 %-то увеличение на средната продажна цена през 2002 г. и въвеждането на двустъпална тарифа с цел защита на потребители с ниско потребление на електрическа енергия и смекчаване въздействието на ценовите увеличения, се изпълни първата стъпка от приетия график и се постигна изравняване на средната продажна цена за битови нужди с тази за небитови нужди.

С втората стъпка в графика – 15 % увеличение на средната продажна

цена за битови нужди, се осигурява изравняването ѝ с цената за небитови нужди на средно и ниско напрежение. При запазване цените на първо стъпало от двустъпалната тарифа необходимото увеличение на цените на второ стъпало е 20,61 %.

Предвид изложеното и на основание чл. 47 от Наредбата за образуване и прилагане на цените и тарифите на електрическата енергия и свое решение № Ц-028 от 28.06.2002 г.,

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя, считано от 01.07.2003 г.,

цени на активната електрическата енергия, използвана за битови нужди от населението с ДДС, както следва:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч	Прилага се за потребители
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098	всички
		над 75 кВтч	0,153	всички
	нощна	цялото потребление	0,082	- 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	0,082	- неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември - 31 март
С една скала		до 75 кВтч	0,098	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април - 31 октомври

1	2	3	4	5
		над 75 кВтч	0,153	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април - 31 октомври
		до 125 кВтч	0,098	- неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември - 31 март
		над 125 кВтч	0,153	- неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември - 31 март

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 30 (тридесет) дневен срок.

Председател:
Проф. д-р инж К. Шушулов
 Главен секретар:
Инж. А. Илиева

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ
на активната електрическа енергия
използвана за битови нужди от населението
от 1 юли 2004 г.

Решение на ДКЕР № Ц-010 от 30 юни 2004 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.06.2004 г., разглежда доклад относно цени на електрическата енергия, използвана от населението за битови нужди, и установи следното.

Предлаганото средно увеличение на цените на електрическата енергия за битови нужди е в изпълнение на третия етап от преходния период за цените на електрическата енергия за потребителите, през който цените се привеждат в съответствие с разходите за нейното производство, пренос и разпределение (чл. 36, ал. 2 от ЗЕ). То е последната стъпка от приетия с Решение № Ц-028 от 28 юни 2002 г. примерен тригодишен график за ежегодно повишаване на средната продажна цена на електрическата енергия за битови нужди, съгласно който през 2002 г. средната продажна цена е увеличена с 20 %, като е въведена двустъпална тарифа, която се запазва и през третия етап, а през 2003 г. – с 15 %.

При предвидена средна продажна цена за втория етап 93 лв./МВтч (без ДДС), на предстоящия трети етап според графика трябва да бъде достигнато равнище на средната продажна цена за битови нужди от 102 лв./МВтч (без ДДС) при увеличение 10 %.

При запазване цените на първо стъпало от двустъпалната тарифа и повишаване на цените на електрическата енергия само на второто стъпало на потребление на битовите потребители, необходимото повишение на действащите цени на електрическата енергия за второто стъпало е 13,51 %, като изчисленията са направени на основата на отчетената структура на потребление за 2003 г. на електроразпределителните дружества.

Изпълнението на приетия график при действието на отменения Закон за енергетиката и енергийната ефективност е предвидено в § 3, т. 2 от Преходните и заключителни разпоредби на Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, приета на основание чл. 36, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид изложеното и на основание чл. 21, т. 6 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 6 и чл. 36, ал. 2 от ЗЕ и § 3, т. 2 от Преходните и заключителни разпоредби на Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия,

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя, считано от 01.07.2004 г., цени на активната електрическа енергия, използвана за битови нужди от населението с ДДС, както следва:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч	Прилага се за потребители
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098	всички
		над 75 кВтч	0,174	всички
	нощна	цялото потребление	0,093	- 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	0,093	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември -31 март
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	0,174	- присъединени към топлопреносната мрежа; - неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 април - 31 октомври

1	2	3	4	5
		до 125 кВтч	0,098	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември - 31 март
		над 125 кВтч	0,174	неприсъединени към топлопреносната мрежа за периода 1 ноември - 31 март

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

Председател:
Проф. д-р инж. К. Шушулов
 Главен секретар:
Инж. А. Илиева

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ на електрическата енергия, считано от 1 октомври 2005 г.

*Решение на ДКЕВР № Ц-018 от 27 септември 2005 г.
и Протоколно решение № 138 от 18 октомври 2005 г.*

На основание чл. 21, т. 6, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 4, т. 6 и т. 7 и чл. 33, ал. 1 и ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1-6 и т. 8 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията на ДКЕВР за ценообразуване при производство и пренос на електрическа енергия и за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите, приети с Протоколни решения съответно № 29/10.05.2004 г. и № 34/02.06.2004 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Утвърждава, считано от 01.10.2005 г.,

I. Цени без ДДС, по които производителите продават електрическа енергия на обществения доставчик, при ценообразуващи елементи, както следва:

№	Дружество	Регулатор на база на активите, хил. лв.	Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %	Необходими годишни приходи, хил. лв.	Цена за енергия, лв./МВтч	Цена за разполагемост, лв./МВтч
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	1 399 410	1,18	614 960	14,27	20,38
2	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	175 748	1,23	136 868	48,56	10,68
3	ТЕЦ "Марица 3" АД	17 963	1,28	19 471	49,77	13,01
4	"Топлофикация Русе" ЕАД - Блок 4	17 470	2,50	15 716	48,42	7,79
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	277 423	1,19	132 715	43,85	4,51
6	ТЕЦ "Марица - Изток 2" ЕАД				30,51	

II. Цена без ДДС, по която водноелектрическите централи с инсталирана мощност под 10 МВт, с изключение на водноелектрическите централи, отговарящи на условията по решение № Ц-008/20.05.2003 г., продават електрическа енергия на обществения доставчик и/или обществените снабдители – 79,44 лв./МВтч.

III. Цена без ДДС, по която общественият доставчик – “Национална електрическа компания” ЕАД, продава електрическа енергия на обществените снабдители в размер на 57,43 лв./МВтч при ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 1 327 187 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 813 657 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,46 %.

IV. Цена без ДДС за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 9,31 лв./МВтч при ценообразуващи елементи:

- необходимими годишни приходи – 334 431 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 511 339 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,46 %.

V. За обществените снабдители - регулаторен период от три години, считано от 01.10.2005 г., и ценообразуващи елементи на цените по т. VI, т. VII, т. VIII и т. IX от това решение, както следва:

1. Общо за “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД:

- необходимими приходи – 750 148 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 542 223 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,52 %.

2. Общо за “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД:

- необходимими приходи – 651 885 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 373 613 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,58 %.

3. Общо за “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД:

- необходимими приходи – 478 012 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 301 365 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,21 %.

4. За “ЕРП Златни пясъци” АД:

- необходимими приходи – 6 462 хил. лв.;

- регулаторна база на активите – 8 543 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,99 %.

VI. Цени с ДДС, по които “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД продават електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,190
	дневна	0,089	0,118
	нощна	0,055	0,072
С две скали	дневна	0,114	0,152
	нощна	0,055	0,072
С една скала		0,109	0,145

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174
	нощна	цялото потребление	0,093
С една скала		до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174

VII. Цени с ДДС, по които “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД продават електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,184
	дневна	0,089	0,114
	нощна	0,055	0,070
С две скали	дневна	0,114	0,147
	нощна	0,055	0,070
С една скала		0,109	0,140

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174
	нощна	цялото потребление	0,093
С една скала		до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174

VIII. Цени с ДДС, по които “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД продават електрическа

енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,189
	дневна	0,089	0,117
	нощна	0,055	0,072
С две скали	дневна	0,114	0,151
	нощна	0,055	0,072
С една скала		0,109	0,144

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174
	нощна	цялото потребление	0,093
С една скала		до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174

IX. Цени с ДДС, по които “ЕРП Златни пясъци”АД продава електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч
		ниво на напрежение
		НН
С три скали	върхова	0,199
	дневна	0,123
	нощна	0,076
С две скали	дневна	0,159
	нощна	0,076
С една скала		0,151

Х. Цена без ДДС при продажба на електрическа енергия между обществени снабдители – 57,43 лв./МВтч.

ХІ. Цени без ДДС за пренос на електрическа енергия през електро-разпределителните мрежи на средно напрежение в размер и при ценообразуващи елементи, както следва:

1. За “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД – 13,78 лв./МВтч при общи:

- необходимии приходи – 103 591 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 249 290 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,52 %.

2. За “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД – 13,91 лв./МВтч при общи:

- необходимии приходи – 92 040 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 174 972 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,58 %.

3. За “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД – 13,50 лв./МВтч при общи:

- необходимии приходи – 64 576 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 120 107 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,21 %.

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

Председател:
Проф. д-н инж. К. Шушулов
Главен секретар:
Инж. А. Илиева

МОТИВИ
към Решение на ДКЕВР
№ Ц-018 от 27 септември 2005 г.

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, на закрито заседание, проведено на 27.09.2005 г., като разгледа преписка № ПЦ-39/2005 г., образувана по заявление вх. № Е-14-24-15/10.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, преписка № ПЦ-62/2005 г., образувана по заявление № Е-14-09-13/14.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Топлофикация Русе” ЕАД, преписка № ПЦ-38/2005 г. образувана по заявление № Е-13-15-4/10.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от ТЕЦ “Варна” ЕАД, преписка № ПЦ-41/2005 г. образувана по заявление № Е-14-34-4/13.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от ТЕЦ “Марица 3” АД, преписка № ПЦ-54/2005 г., образувана по заявление № Е-13-12-11/03.08.2005 г. за изменение на утвърдената с решение на ДКЕВР № Ц-028/30.12.2004 г. цена за енергия, подадено от ТЕЦ “Марица – Изток 2” ЕАД, преписка № ПЦ-37/2005 г., образувана по заявление № Е-14-33-4/08.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД, преписка № ПЦ-64/2005 г., образувана по писмо № к.Е-13-01-31/27.07.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Национална електрическа компания” ЕАД, преписка № ПЦ-20/2005 г., образувана по заявление № Е-13-05-15/27.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Столично” АД, преписка № ПЦ-20/2005 г., образувана по заявление № Е-13-05-15/27.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – София област” АД, преписка № ПЦ-25/2005 г., образувана по заявление № Е-13-03-13/27.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Плевен” АД, преписка № ПЦ-27/2005 г., образувана по заявление № Е-13-04-14/30.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Пловдив” АД, преписка № ПЦ-26/2005 г., образувана по заявление № Е-13-08-12/30.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Стара Загора” АД, преписка № ПЦ-23/2005 г., образувана по заявление № Е-13-07-13/28.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД, преписка № ПЦ-22/2005 г., образувана по заявление № Е-13-02-17/28.05.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “Електроразпределение – Варна”

АД, преписка № ПЦ-34/2005 г., образувана по заявление № Е-13-09-12/06.06.2005 г. за утвърждаване на цени на електрическата енергия, подадено от “ЕРП Златни пясъци” АД, доклад с вх. № Е-ДК-437/01.09.2005 г., събраните данни и доказателства на проведеното на 08.09.2005 г. открито заседание по преписките, установи следното.

Със заявление с вх. № Е-14-24-15/10.06.2005 г. АЕЦ “Козлодуй” ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия при ценообразуващи елементи, както следва:

- а) цена за енергия – 15,82 лв./МВтч;
- б) цена за разполагаемост – 27,10 лв./МВт.ч, при
- в) регулаторна база на активите – 1 399 410 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 1 198 494 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 49 118 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 250 034 хил. лв.;
- г) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,90 %, включваща:
 - собствен капитал – 1 106 536 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 1,31 %;
 - привлечен капитал – 480 271 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 2,54 %;
 - корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 19,5 %;
- д) необходими годишни приходи – 678 387 хил. лв., включително:
 - условно-постоянни разходи – 411 224 хил. лв.;
 - променливи разходи – 240 575 хил. лв.;
- е) заявена нетна електрическа енергия – 15 745 797 МВтч;
- ж) заявена брутна разполагаемост – 18 197 224 МВт.ч.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при производство на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения съответно с изх. № Е-14-24-15/22.06.2005 г., № Е-13-00-32/14.07.2005 г. и № Е-13-00-35/29.07.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к. Е-14-24-15/30.06.2005 г., № к. Е-14-24-15/20.07.2005 г. и

№ к. Е-14-24-19/12.08.2005 г. “АЕЦ Козлодуй” ЕАД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

Със заявление с вх. № Е-14-33-4/08.06.2005 г. ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия при ценообразуващи елементи, както следва:

- а) цена за енергия – 48,70 лв./МВтч;
- б) цена за разполагаемост – 12,44 лв./МВт.ч, при
- в) регулаторна база на активите – 175 272 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 153 988 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 491 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 21 775 хил. лв.
- г) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,90 %, включваща:
 - собствен капитал – 183 752 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 1,50 %;
 - привлечен капитал – 4 960 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 3,28 %;
 - корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 19,5 %;
- д) необходимими годишни приходи – 144 127 хил. лв., включително:
 - условно-постоянни разходи – 45 981 хил. лв.;
 - променливи разходи – 94 815 хил. лв.;
- е) заявена нетна електрическа енергия – 1 946 754 МВтч;
- ж) заявена брутна разполагаемост – 3 963 961 МВт.ч.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при производство на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения съответно с изх. № Е-14-33-4/22.06.2005 г., № Е-13-00-32/14.07.2005 г. и № Е-13-00-35/29.07.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к.Е-14-33-4/30.06.2005 г., № к.Е-14-33-4/26.07.2005 г. и № Е-14-33-7/12.08.2005 г. ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

Със заявление с вх. № Е-14-34-4/13.06.2005 г. ТЕЦ “Марица 3” АД е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия

при ценообразуващи елементи, както следва:

- а) цена за енергия – 49,82 лв./МВтч;
- б) цена за разполагаемост – 20,56 лв./МВт.ч, при
- в) регулаторна база на активите – 17 343 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 14 977 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 28 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 2 394 хил. лв.;
- г) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 7,84 %, включваща:
 - собствен капитал – 19 340 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 6,31 %;
 - привлечен капитал – 0 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 0 %;
 - корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 19,5 %;
- д) необходими годишни приходи – 26 286 хил. лв., включително:
 - условно-постоянни разходи – 10 465 хил. лв.;
 - променливи разходи – 14 461 хил. лв.;
- е) заявена нетна електрическа енергия – 290 271 МВтч;
- ж) заявена брутна разполагаемост – 575 150 МВт.ч.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при производство на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения съответно с изх. № Е-14-34-4/22.06.2005 г., № Е-13-00-32/14.07.2005 г. и № Е-13-00-35/29.07.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № Е-14-34-4/07.07.2005 г., № к. Е-14-34-4/29.07.2005 г. и № Е-14-34-8/11.08.2005 г. ТЕЦ “Марица 3” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

Със заявление с вх. № Е-14-09-13/14.06.2005 г. **“Топлофикация Русе” ЕАД** е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия, произвеждана от кондензационен блок № 4 на ТЕЦ “Русе - Изток” при ценообразуващи елементи, както следва:

- а) цена за енергия – 49,51 лв./МВтч;
- б) цена за разполагаемост – 9,24 лв./МВт.ч, при
- в) регулаторна база на активите – 19 082 хил. лв., включваща:

- призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 17 470 хил. лв.;
- стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 0 хил. лв.;
- оборотен капитал – 1 612 хил. лв.;
- г) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 4,05 %, включваща:
 - собствен капитал – 47 746 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 3,0 %;
 - привлечен капитал – 25 946 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 5,0 %;
 - корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 15,0 %;
- д) необходими годишни приходи – 17 061 хил. лв., включително:
 - условно-постоянни разходи – 6 396 хил. лв.;
 - променливи разходи – 9 892 хил. лв.;
- е) заявена нетна електрическа енергия – 199 800 МВтч;
- ж) заявена брутна разполагаемост – 775 526 МВт.ч.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при производство на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения съответно с изх. № Е-14-09-13/22.06.2005 г., № Е-13-00-32/14.07.2005 г. и № Е-13-00-35/29.07.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к. Е-14-09-13/29.06.2005 г., № к. Е-14-09-12/02.08.2005 г. и № к. Е-14-09-20/04.08.2005 г. “Топлофикация Русе” ЕАД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

Със заявление с вх. № Е-13-15-4/10.06.2005 г. ТЕЦ “Варна” ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия при ценообразуващи елементи, както следва:

- а) цена за енергия – 44,61 лв./МВтч;
- б) цена за разполагаемост – 5,26 лв./МВт.ч, при:
- в) регулаторна база на активите – 277 423 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 242 874 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 6 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 34 555 хил. лв.;

г) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,26 %, включваща:

- собствен капитал – 258 429 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 1,0 %;

- привлечен капитал – 18 700 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 1,51 %;
- корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 19,5 %;

д) необходими годишни приходи – 141 031 хил. лв., включително:

- условно-постоянни разходи – 43 413 хил. лв.;
- променливи разходи – 94 121 хил. лв.;

е) заявена нетна електрическа енергия – 2 110 000 МВтч;

ж) заявена брутна разполагаемост – 8 918 491 МВт.ч.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при производство на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения съответно с изх. № Е-13-00-32/14.07.2005 г. и № Е-13-00-35/29.07.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к. Е-13-15-4/26.07.2005 г. и № Е-13-15-8/15.08.2005 г. ТЕЦ “Варна” ЕАД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

Със заявление с вх. № Е-13-12-11/03.08.2005 г. ТЕЦ “Марица – Изток 2” ЕАД е направило предложение за изменение на утвърдената с решение на ДКЕР № Ц-028/30.12.2004 г. цена за енергия, по която дружеството продава електрическа енергия на обществения доставчик “НЕК” ЕАД в размер на 30,51 лв./МВтч.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства по подаденото заявление с писмо с изх. № Е-13-12-10/14.07.2005 г. е изискана допълнителна информация. Същата е представена от ТЕЦ “Марица – Изток 2” ЕАД с писмо с вх. № к. Е-13-12-10/25.07.2005 г.

С писмо с вх. № к. Е-13-01-31/27.07.2005 г. “НЕК” ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа – 11,60 лв./МВтч, при

- а) регулаторна база на активите – 515 660 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 478 876 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 8 880 хил. лв.;

– оборотен капитал – 45 664 хил. лв.;

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 11,03 %, включваща:

– собствен капитал – 2 375 672 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 10 %;

– привлечен капитал – 253 772 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4,14 %;

– корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 15 %;

в) необходими годишни приходи – 420 345 хил. лв., включително:

– разходи за купена разполагаема мощност за студен резерв – 108 773 хил. лв.;

– разходи за купена разполагаема мощност за резерв за услуги – 54 831 хил. лв.;

– условно-постоянни разходи – 148 220 хил. лв.;

– технологични разходи по преноса – 2,31 %;

– разходи за допълнителни услуги – 12 000 хил. лв.

2. Цена, по която общественият доставчик (“НЕК” ЕАД) продава електрическа енергия на обществените снабдители, не е предложена. В представените справки са посочени ценообразуващи елементи, както следва:

а) регулаторна база на активите – 1 029 665 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 534 823 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 11 241 хил. лв.;

– оборотен капитал – 506 083 хил. лв.;

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 11,03 %, включваща:

– собствен капитал – 2 375 672 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане – 10 %;

– привлечен капитал – 253 772 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4,14 %;

– корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО – 15 %;

в) необходими годишни приходи – 1 471 366 хил. лв., включително:

– условно-постоянни разходи – 173 458 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за попълване на справките за ценообразуване при пренос на електрическа енергия.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя е изпратено писмено съобщение с изх. № Е-13-01-31/08.08.2005 г. В посочения от комисията срок с писмо с вх. № к. Е-13-01-31/18.08.2005 г. “НЕК” ЕАД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности, но не е поискало утвърждаване на цена за продажба на обществените снабдители.

Със заявление с вх. № Е-13-06-23/27.05.2005 г. “Електроразпределение – Столично” АД е направило предложение за утвърждаване на цени на електрическата енергия за продажба на крайни потребители при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,151 лв./кВтч;

- дневна – 0,094 лв./кВтч;

- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,113 лв./кВтч;

- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,099 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена постоянна (електромер/месец) – 20,65 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,173 лв./кВтч;

- дневна – 0,107 лв./кВтч;

- нощна – 0,066 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,136 лв./кВтч;

- нощна – 0,066 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,133 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена постоянна (електромер/месец) – 3,60 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,149 лв./кВтч;
- нощна – 0,08 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,125 лв./кВтч.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

- а) регулаторна база на активите – 329 252 хил. лв., включваща:
- призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 164 249 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 2 262 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 45 480 хил. лв.;
 - прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 121 785 хил. лв.;
- б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,67 %, включваща:
- собствен капитал – 217 989 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;
 - привлечен капитал – 7 190 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 5,82 %;
- в) необходими годишни приходи – 370 987 хил. лв., включително:
- оперативни разходи – 316 881 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 21 187 хил. лв.

3. Цени с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на:

а) средно напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,022 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

б) ниско напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,035 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 20,65 лв./кВт/месец.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения с изх. № Е-13-06-23/07.06.2005 г. и № Е-13-06-23/

22.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № Е-13-06-23/15.06.2005 г. и № к.Е-13-06-23/24.06.2005 г. “Електроразпределение – Столично” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-06-23/02.08.2005 г. на ДКЕВР, от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Столично” АД с писмо с вх. № к.Е-13-06-23/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-05-15/27.05.2005 г. “Електроразпределение – **София област**” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,150 лв./кВтч;

- дневна – 0,093 лв./кВтч;

- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,109 лв./кВтч;

- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,098 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена постоянна (електромер/месец) – 17,16 лв.

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,197 лв./кВтч;

- дневна – 0,122 лв./кВтч;

- нощна – 0,075 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,159 лв./кВтч;

- нощна – 0,075 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,129 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена постоянна (електромер/месец) – 3,60 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,156 лв./кВтч;

- нощна – 0,08 лв./кВтч;
- * при измерване с една скала – 0,128 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на:

а) средно напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,21 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

б) ниско напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,061 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 17,16 лв./кВт/месец.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

а) регулаторна база на активите – 207 079 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 123 766 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 1 382 хил. лв.;

– оборотен капитал – 27 158 хил. лв.;

– прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 57 537 хил. лв.;

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,53 %, включваща:

– собствен капитал – 149 706 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;

– привлечен капитал – 6 691 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 5,02 %;

в) необходими годишни приходи – 221 477 хил. лв., включително:

– оперативни разходи – 182 990 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 10 974 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения с изх. № Е-13-05-15/07.06.2005 г. и № Е-13-05-15/22.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № Е-13-05-15/15.06.2005 г. и № Е-13-05-15/24.06.2005 г. “Електроразпределение – София област” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило

допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-05-15/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – София област” АД с писмо с вх. № к.Е-13-05-15/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-03-13/27.05.2005 г. “**Електроразпределение – Плевен**” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,149 лв./кВтч;
- дневна – 0,093 лв./кВтч;
- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,101 лв./кВтч;
- нощна – 0,057 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,094 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена постоянна (електромер/месец) – 13,68 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,191 лв./кВтч;
- дневна – 0,118 лв./кВтч;
- нощна – 0,073 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,146 лв./кВтч;
- нощна – 0,075 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,120 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена постоянна (електромер/месец) – 3,60 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,142 лв./кВтч;
- нощна – 0,076 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,118 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на:

а) средно напрежение:

– цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,021 лв./кВтч;

– цена за предоставена мощност – 0,96 лв./кВт/месец;

б) ниско напрежение:

– цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,047 лв./кВтч;

– цена за предоставена мощност – 13,68 лв./кВт/месец.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

а) регулаторна база на активите – 195 782 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 100378 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 1 097 хил. лв.;

– оборотен капитал – 28 427 хил. лв.;

– прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 68 074 хил. лв.;

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,30 %, включваща:

– собствен капитал – 80564 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;

– привлечен капитал – 4 485 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 2,67 %;

в) необходими годишни приходи – 231 769 хил. лв., включително:

– оперативни разходи – 195 190 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 10 730 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения с изх. № Е-13-03-13/07.06.2005 г. и № Е-13-03-13/22.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № Е-13-03-13/15.06.2005 г. и № Е-13-03-13/27.06.2005 г. “Електроразпределение – Плевен” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-03-13/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството

са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Плевен” АД с писмо с вх. № к.Е-13-03-13/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-04-14/30.05.2005 г. “Електроразпределение – Пловдив” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за предоставена мощност – 0,60 лв./кВт/месец;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,14111 лв./кВтч;

- дневна – 0,08755 лв./кВтч;

- нощна – 0,05356 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,11227 лв./кВтч;

- нощна – 0,05356 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,10712 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена за постоянна мощност – 1,20 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,14548 лв./кВтч;

- дневна – 0,09015 лв./кВтч;

- нощна – 0,05534 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,11603 лв./кВтч;

- нощна – 0,05534 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,11068 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена постоянна (монофазен електромер/месец) – 3,60 лв.;

– цена постоянна (трифазен електромер/месец) – 7,20 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,14898 лв./кВтч;

- нощна – 0,09082 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на:

а) средно напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,01587 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 0,60 лв./кВт/месец;
- б) ниско напрежение:
- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,02236 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 1,20 лв./кВт/месец.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

- а) регулаторна база на активите – 262 664 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 118 318 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 0 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 47 410 хил. лв.;
 - прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 96 936 хил. лв.;
- б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,63 %, включваща:
 - собствен капитал – 154 578 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;
 - привлечен капитал – 4 896 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 3,90 %;
- в) необходими годишни приходи – 411 977 хил. лв., включително:
 - оперативни разходи – 345 637 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 25 312 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя е изпратено писмено съобщение с изх. № Е-13-04-14/07.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писмо с вх. № к.Е-13-04-14/17.06.2005 г. “Електроразпределение – Пловдив” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-04-14/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Пловдив” АД с писмо с вх. № к.Е-13-04-14/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-08-12/30.05.2005 г. “Електроразпределение – Стара Загора” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за предоставена мощност – 0,60 лв./кВт/месец;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,15569 лв./кВтч;

- дневна – 0,09660 лв./кВтч;

- нощна – 0,05909 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,12387 лв./кВтч;

- нощна – 0,05909 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,11819 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена за постоянна мощност – 1,20 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,17531 лв./кВтч;

- дневна – 0,10863 лв./кВтч;

- нощна – 0,06668 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,13982 лв./кВтч;

- нощна – 0,06668 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,13337 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена постоянна (монофазен електромер/месец) – 3,60 лв.;

– цена постоянна (трифазен електромер/месец) – 7,20 лв.;

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,15266 лв./кВтч;

- нощна – 0,09002 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на:

а) средно напрежение:

– цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,02834 лв./кВтч;

– цена за предоставена мощност – 0,60 лв./кВт/месец;

б) ниско напрежение:

- цена за транспортиране на електрическа енергия – 0,04886 лв./кВтч;
- цена за предоставена мощност – 1,20 лв./кВт/месец.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

- а) регулаторна база на активите – 252 756 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 123 472 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 100 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 40 621 хил. лв.;
 - прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 88 563 хил. лв.;
- б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,55 %, включваща:
 - собствен капитал – 200 648 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;
 - привлечен капитал – 8 229 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4,47 %;
- в) необходими годишни приходи – 343 707 хил. лв., включително:
 - оперативни разходи – 292 003 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 25 996 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя е изпратено писмено съобщение с изх. № Е-13-08-12/07.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писмо с вх. № к.Е-13-08-12/16.06.2005 г. “Електроразпределение – Стара Загора” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-08-12/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Стара Загора” АД с писмо с вх. № к.Е-13-08-12/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-07-13/28.05.2005 г. “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,178 лв./кВтч;
- дневна – 0,110 лв./кВтч;
- нощна – 0,071 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,141 лв./кВтч;
- нощна – 0,071 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,141 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,22 лв./кВтч;
- дневна – 0,138 лв./кВтч;
- нощна – 0,086 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,176 лв./кВтч;
- нощна – 0,086 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,167 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна:

– месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;

– месечно потребление над 75 кВтч – 0,199 лв./кВтч;

- нощна:

– за потребители, присъединени към топлопреносната мрежа – 0,116 лв./кВтч;

– за потребители, неприсъединени към топлопреносната мрежа:

за периода от 1 април до 31 октомври – 0,116 лв./кВтч;

за периода от 1 ноември до 31 март:

– месечно потребление до 50 кВтч – 0,053 лв./кВтч;

– месечно потребление над 50 кВтч – 0,053 лв./кВтч;

* при измерване с една скала:

- за потребители, присъединени към топлопреносната мрежа:

- месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;
- месечно потребление над 75 кВтч – 0,199 лв./кВтч;
- за потребители, неприсъединени към топлопреносната мрежа:
 - за периода от 1 април до 31 октомври:
 - месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;
 - месечно потребление над 75 кВтч – 0,199 лв./кВтч;
 - за периода от 1 ноември до 31 март:
 - месечно потребление до 125 кВтч – 0,098 лв./кВтч;
 - месечно потребление над 125 кВтч – 0,199 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на средно напрежение – 17,92 лв./МВтч.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

- а) регулаторна база на активите – 206 056 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 92 666 хил. лв.;
 - стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 1 407 хил. лв.;
 - оборотен капитал – 31 564 хил. лв.;
 - прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 83 233 хил. лв.;
- б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,08 %, включваща:
 - собствен капитал – 143 073 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;
 - привлечен капитал – 12 434 хил. лв.;
 - норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 4,55 %;
- в) необходими годишни приходи – 264 426 хил. лв., включително:
 - оперативни разходи – 225 777 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 19 214 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения с изх. № Е-13-07-13/07.06.2005 г. и № Е-13-07-13/22.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к.Е-13-07-13/15.06.2005 г. и № к.Е-13-07-13/24.06.2005 г. “Електроразпределение – Горна

Оряховица” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-07-13/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД с писмо с вх. № к.Е-13-07-13/12.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-02-17/28.05.2005 г. “**Електроразпределение – Варна**” АД е направило предложение за утвърждаване на цени и ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени с ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,182 лв./кВтч;
- дневна – 0,112 лв./кВтч;
- нощна – 0,074 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,145 лв./кВтч;
- нощна – 0,074 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,138 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,208 лв./кВтч;
- дневна – 0,131 лв./кВтч;
- нощна – 0,080 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,167 лв./кВтч;
- нощна – 0,080 лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,159 лв./кВтч.

2. Цени с ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна:

– месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;

– месечно потребление над 75 кВтч – 0,202 лв./кВтч;

- нощна:

– за потребители, присъединени към топлопреносната мрежа –

0,110 лв./кВтч;

– за потребители, неприсъединени към топлопреносната мрежа:

за периода от 1 април до 31 октомври – 0,110 лв./кВтч;

за периода от 1 ноември до 31 март

– месечно потребление до 50 кВтч – 0,053 лв./кВтч;

– месечно потребление над 50 кВтч – 0,110 лв./кВтч;

* при измерване с една скала:

• за потребители, присъединени към топлопреносната мрежа:

– месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;

– месечно потребление над 75 кВтч – 0,202 лв./кВтч;

• за потребители, неприсъединени към топлопреносната мрежа:

за периода от 1 април до 31 октомври:

– месечно потребление до 75 кВтч – 0,098 лв./кВтч;

– месечно потребление над 75 кВтч – 0,202 лв./кВтч;

за периода от 1 ноември до 31 март:

– месечно потребление до 125 кВтч – 0,098 лв./кВтч;

– месечно потребление над 125 кВтч – 0,202 лв./кВтч.

3. Цена с ДДС за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на средно напрежение – 14,69 лв./МВтч.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

а) регулаторна база на активите – 190 707 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 92 702 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 551 хил. лв.;

– оборотен капитал – 33 084 хил. лв.;

– прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 65 472 хил. лв.;

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,42 %, включваща:

– собствен капитал – 145 905 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;

– привлечен капитал – 8 343 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 5,2 %;

в) необходими годишни приходи – 277 711 хил. лв., включително:

– оперативни разходи – 240 364 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 13 915 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности на заявителя са изпратени писмени съобщения с изх. № Е-13-02-17/07.06.2005 г. и № Е-13-02-17/22.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писма с вх. № к.Е-13-02-17/16.06.2005 г. и № к.Е-13-02-17/28.06.2005 г. “Електроразпределение – Варна” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

С оглед изясняване на факти и обстоятелства, свързани с подаденото заявление, с писмо с изх. № Е-13-02-17/02.08.2005 г. на ДКЕВР от дружеството са поискани допълнителни данни и документи. Същите са предоставени от “Електроразпределение – Варна” АД с писмо с вх. № к.Е-13-02-17/10.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-13-09-12/06.06.2005 г. “ЕРП Златни пясъци” АД е направило предложение за утвърждаване на цени при ценообразуващи елементи, както следва:

1. Цени без ДДС на електрическата енергия за стопански потребители:

а) средно напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,1431 лв./кВтч;
- дневна – 0,0888 лв./кВтч;
- нощна – 0,0543 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,1138 лв./кВтч;
- нощна – 0,0543 лв./кВтч

* при измерване с една скала – 0,1086 лв./кВтч;

б) ниско напрежение:

– цена за енергия:

* при измерване с три скали:

- върхова – 0,1702 лв./кВтч;
- дневна – 0,1055 лв./кВтч;
- нощна – 0,0647 лв./кВтч;

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,1357 лв./кВтч;
- нощна – 0,0647лв./кВтч;

* при измерване с една скала – 0,1295лв./кВтч.

2. Цени без ДДС на електрическата енергия за битови потребители:

– цена за енергия:

* при измерване с две скали:

- дневна – 0,1595 лв./кВтч;
- нощна – 0,0855 лв./кВтч.

Цените са определени при следните ценообразуващи елементи:

а) регулаторна база на активите – 9 453 хил. лв., включваща:

– призната балансова стойност на активите, пряко свързани с лицензионната дейност – 6 740 хил. лв.;

– стойност на активите, които са придобити чрез финансираня – 0 хил. лв.;

– оборотен капитал – 812 хил. лв.;

– прогнозен среден номинален размер на инвестициите – 1 901 хил. лв.

б) норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 16,0 %, включваща:

– собствен капитал – 5 358 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъчно облагане – 16 %;

– привлечен капитал – 26 хил. лв.;

– норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 10,20 %;

в) необходими годишни приходи – 6 643 хил. лв., включително:

– оперативни разходи – 5 118 хил. лв., в това число разходи за амортизации – 557 хил. лв.

При извършената проверка на заявлението и приложенията към него от формална страна е констатирано, че те не отговарят на изискванията на чл. 28, ал. 2 от НРЦЕЕ и на Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

С оглед отстраняване на допуснатите нередовности, на заявителя е изпратено писмено съобщение с изх. № Е-13-09-12/15.06.2005 г. В посочения от комисията срок с писмо с вх. № Е-13-09-12/15.06.2005 г. “ЕРП Златни пясъци” АД е представило изисканите данни и документи, с което е отстранило допуснатите нередовности.

РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД

Във връзка с подадените от електроенергийните дружества заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия на основание чл. 3 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е извършен

регулаторен преглед. Той обхваща анализ и оценка на отчетната и прогнозната информация, съдържаща се в подадените заявления от всички електроенергийни предприятия по веригата производство, пренос и обществена доставка, разпределение и обществено снабдяване при следните условия:

– съгласно разпоредбата на § 2 от ПЗР на НРЦЕЕ при утвърждаването на цените на електрическата енергия по отношение на производителите на електрическа енергия и “НЕК” ЕАД, в качеството му на преносно предприятие и обществен доставчик, се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала”;

– съгласно разпоредбата на § 4 от ПЗР на НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на електрическата енергия по отношение на електроразпределителните дружества, в качеството им на разпределителни предприятия и обществени снабдители, се прилага методът “горна граница на приходи”.

Регулаторният преглед е извършен при следната последователност.

I. Анализ и оценка на представената от електроенергийните дружества отчетна информация за 2004 г., като този етап е реализиран на няколко последователни стъпки:

1. анализ на влиянието на цените и тарифите върху финансовите показатели на електроенергийните дружества и на електроенергийния сектор като цяло, съгласно одитираните финансови отчети за 2004 г.;

2. преглед и анализ на отчетените ценообразуващи елементи за 2004 г. и констатираните отклонения спрямо утвърдените от комисията;

3. преглед и анализ на отчетените технико-икономически показатели за 2004 г. на централите за производство на електрическа енергия и отклоненията им спрямо утвърдените от комисията.

II. Анализ и оценка на предоставената от електроенергийните дружества прогнозна информация за 2005 г., като този етап е реализиран със следните последователни стъпки:

1. анализ на промяната на финансовите показатели на електроенергийните дружества към междинните финансови отчети към полугодieto на 2005 г. спрямо края на 2004 г.;

2. анализ на предложените от електроенергийните дружества ценообразуващи елементи на прогнозните необходимите приходи с оглед тяхната обоснованост и съответствие с НРЦЕЕ и Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия за съответните дружества.

III. Одобряване на прогнозни необходими приходи за първата година от регулаторния период, включително икономически обосновани разходи и норма на възвръщаемост на капитала.

IV. Утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроенергийните дружества.

Резултатите от извършения регулаторен преглед са отразени в доклад № Е-ДК-437/01.09.2005 г. Докладът е публикуван на основание чл. 30, ал. 2 от НРЦЕЕ на страницата на комисията в Интернет. На 08.09.2005 г. е проведено открито заседание за обсъждане на заявленията, след което на закрито заседание е приет проект на решение по заявленията и е взето решение за провеждане на процедура за обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ на 12.09.2005 г.

В законоустановения по силата на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ срок заинтересованите лица са предоставили становища по проекта на решение, които са обсъдени по-долу в тези мотиви.

Като взе предвид резултатите от извършения регулаторен преглед и постъпилите становища от заинтересованите лица, комисията достигна до следните изводи.

ПО Т. I ОТ РЕГУЛАТОРНИЯ ПРЕГЛЕД ***Анализ и оценка на представената от електроенергийните дружества отчетна информация за 2004 г.***

Оценката на общото финансово състояние към края на отчетната 2004 г. на електроенергийните дружества е определена след прилагането на единна методика за комплексен факторен анализ и модел за обща оценка на използваното на капитала и активите. Предварително са дефинирани четири основни крайни финансови състояния на дружествата: много добро, добро, напрегнато и лошо, които отразяват структурата на финансиране на дейността към края на календарната година.

Производители на електрическа енергия

На основата на извършения финансов анализ на одитираните годишни финансови отчети за 2004 г. са направени следните общи изводи за производителите на електрическа енергия:

а) нарастването на финансовия обхват на големите производители на електрическа енергия показва развитие на дейността им, но към края на 2004 г. ефектът от нарастването на вложените средства намалява спрямо предходната година;

б) всички предприятия от подсектор "Производство на електрическа енергия" регистрират положителни текущи финансови резултати от дейността си през 2004 г., но тяхната сумарна стойност е по-ниска спрямо отчетената за

предходната година;

в) всички дружества отчитат увеличение на разходите за материали, спрямо предходната година (разходи за гориво за производство), като това е една от основните причини за по-ниските текущи резултати;

г) постигнатата средна рентабилност за подсектора е малко над 1 %, като за периода 2003 - 2004 г. текущата рентабилност на дружествата намалява;

д) отчетената средна норма на възвръщаемост на собствения капитал на производителите на електрическа енергия към края на 2004 г. е 1,47 %, като тази стойност е по-ниска от отчетената към края на 2003 г.;

е) отчетената към края на 2004 г. обща абсолютна сума на оборотния капитал по баланс за дружествата от сектора като цяло е по-ниска от средногодишния необходим оборотен капитал за осигуряване на оборотния цикъл; това е индикатор за съществуваща потенциална опасност от невъзможност за покриване на текущите задължения на дружествата;

ж) анализът на структурата на финансиране на дълготрайните активи през 2004 г. показва увеличаване на дела на дълготрайните активи, финансирани чрез привлечени средства, което води до нарастване на дългосрочната задлъжнялост на производителите на електрическа енергия спрямо предходната година.

ТЕЦ “Марица 3” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на ТЕЦ “Марица 3” АД за 2004 г. е печалба в размер на 781 хил. лв., като нейната стойност е с 40,97 % по-ниска спрямо предходната 2003 г. (1 323 хил. лв.)

Намаляването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Отчетената рентабилност на активите на ТЕЦ “Марица 3” АД за 2004 г. е 2,68 %, като намалението спрямо предходната година е с 3,15 %.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат от намаляването на ефективността на общите разходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е по-ниска от отчетената за 2003 г. и е в размер на 4,32 %. Намалението е резултат преди всичко от отчетената по-ниска текуща печалба поради намалената ефективност на общите разходи на дружеството.

Отчетената възвръщаемост на собствения капитал към края на 2004 г. е 10,91 %, като увеличението спрямо предходната година е с 0,59 пункта и е резултат от капитализираната печалба от предходни години.

Към края на 2004 г. структурата на финансиране на активите на дружеството е променена в сравнение с 2003 г. и отчетните стойности показват увеличаване на дела на активите, финансирани чрез привлечени краткосрочни

средства.

Отчетеният нетен търговски цикъл намалява към края на 2004 г., което е предпоставка за по-малка средногодишна сума необходим оборотен капитал за покриване на текущите задължения.

Отчетената абсолютна сума на оборотния капитал към края на 2004 г. (3 656 хил. лв.) е приблизително равна на необходимия оборотен капитал за обслужване на търговския цикъл (3 417 хил. лв.), което е показател за ефективно използване на инструментите за управление на доходността от дейността.

Въпреки намалението на текущите резултати от дейността на дружеството в сравнение с предходната година, към края на 2004 г. дружеството е в *много добро* финансово състояние.

През 2004 г. дружеството отчита нетна електрическа енергия в размер на 224 461 МВтч, което е 12,23 % в повече от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г.

Отчетената договорена разполагаемост на блоковете за 2004 г. е 697 513 МВтч и е с 4,2 % повече от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 669 294 МВтч.

Одобренията от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 8 789 хил. лв., а отчетените – 10 316 хил. лв. Увеличението на условно-постоянните разходи е най-голямо в частта разходи за ремонт – 207 %.

Отчетените променливи разходи за 2004 г. са в размер на 10 179 хил. лв., при одобрени от комисията в цените от 01.07.2004 г. – 9 357 хил. лв.

Дружеството е получило приходи от разполагаемост за 2004 г. в размер на 11 724 хил. лв., при одобрени от комисията в цените от 01.07.2004 г. 9 045 хил. лв., т.е. дружеството изцяло е покрило разходите си за експлоатация и поддръжка.

Отчетената цена за енергия за 2004 г. е 45,35 лв./МВтч, която е с 1,43 лв./МВтч по-малко от средната годишна цена за енергия за 2004 г. – 46,78 лв./МВтч. По-ниската отчетена цена се дължи преди всичко на разликата между залегналата в цените от 01.07.2004 г. и реално отчетената цена на тон условно гориво (залегнала в цените от 01.07.2004 г. – 82,14 лв./т_{ул.}, отчет – 76,27 лв./т_{ул.}).

ТЕЦ “Марица – Изток 2” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на ТЕЦ “Марица – Изток 2” АД за 2004 г. е печалба в размер на 5 198 хил. лв., като нейната стойност е с 5 474 хил. лв. по-ниска спрямо предходната 2003.

Намаляването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение

с увеличението на общите приходи.

Намалената ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г., в сравнение с 2003 г., е изходна предпоставка за отчетеното по-ниско ниво на печалбата. Коефициентът на ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. е 101,71 и е по-нисък с 1,96 % спрямо предходната година.

Отчетената рентабилност на активите на ТЕЦ “Марица – Изток 2” АД за 2004 г. е 1,07 %, което е намаление спрямо предходната година с 1,26 пункта. Основната причина за регистрираното намаление на рентабилността на активите (1,23 процентни пункта) е резултат от увеличението на разходите на 100 лв. приходи – от 96,39 лв./100 лв. приход на 98,32 лв./100 лв. приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е по-ниска от отчетената за 2003 г. и е в размер на 2,28 %.

Възвръщаемостта на собствения капитал на дружеството към края на 2004 г. е 3,61 %, като това е с 1,94 % по-ниска норма спрямо предходната година.

Към края на 2004 г. структурата на финансиране на активите на дружеството е променена в сравнение с 2003 г. и отчетните стойности показват увеличение на дела на активите, финансирани чрез привлечен капитал.

Отчетеното финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. може да бъде определено като *напрегнато*. Основната причина за влошеното финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. е значителното увеличаване на краткосрочните задължения към финансови предприятия.

ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД за 2004 г. е печалба в размер на 382 хил. лв., като нейната стойност е с 92,08 % по-ниска спрямо предходната 2003 г.

Намалението на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от намаление на общите приходи и увеличение на общите разходи.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД за 2004 г. показват намаление на приходите за 100 лв. разход с 3,11 %.

Отчетената рентабилност на активите на ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД за 2004 г. е 0,19 %, като намалението спрямо предходната година е с 3,19 %.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от увеличението на общите разходи за 100 лв. приходи и увеличената стойност на дълготрайните активи спрямо отчетените приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 0,40 %, което е с 6,92 % по-ниска стойност от отчетената за предходната година.

Възвръщаемостта на собствения капитал на дружеството към края на 2004 г. е 2,86 %, като това е с 5,48 % по-ниска норма спрямо предходната година.

Към края на 2004 г. структурата на финансиране на активите на дружеството се запазва на относително постоянно ниво спрямо 2003 г. и отчетните стойности показват запазване на дела на активите, финансирани чрез собствени капиталови източници, и като цяло дружеството отчита ниска финансова задлъжнялост.

Независимо от отчетените по-ниски резултати, финансовото състояние на ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД към края на 2004 г. е *много добро*.

През 2004 г. дружеството отчита нетна електрическа енергия в размер на 1 939 580 МВтч, което е 0,3 % по-малко от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 1 946 752 МВтч.

Отчетената договорена разполагаемост на блоковете за 2004 г. е 4 003 497 МВт.ч и е с 0,8 % по-малко от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 4 037 424 МВт.ч.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 40 177 хил. лв., а отчетените – 43 196 хил. лв. Увеличението на условно-постоянните разходи е най-голямо в частта разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 22,4 %, начисленията по действащото законодателство, свързани с разходи за заплати – 17,9 %, и разходите за заплати – 16,7 %.

Отчетените променливи разходи за 2004 г. са в размер на 92 575 хил. лв., при одобрени от комисията – 94 495 хил. лв.

Дружеството е получило приходи от разполагаемост за 2004 г. в размер на 46 706 хил. лв., при одобрени от комисията 42 483 хил. лв., т.е. дружеството е успяло да покрие разходите си за експлоатация и поддръжка.

Отчетената цена за енергия за 2004 г. е 47,73 лв./МВтч, която е с 0,81 лв./МВтч по-малко от средната годишна цена за енергия за 2004 г. – 48,54 лв./МВтч. По-ниската отчетена цена се дължи преди всичко на разликата между залегналата в цените от 01.07.2004 г. и реално отчетената цена на тон условно гориво (залегналата в цените от 01.07.2004 г. цена е 111,30 лв./т_{у.г.}, отчет – 109,95 лв./т_{у.г.}).

ТЕЦ “Варна” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на ТЕЦ “Варна” ЕАД за 2004 г. е печалба в размер на 5 402 хил. лв., като нейната стойност е с 31,05 % по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба, в сравнение с предходната година, е резултат от по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с нараства-

нето на общите разходи.

Коефициентът на ефективност на разходите за 2004 г. на ТЕЦ “Варна” ЕАД е 104,09 лв. приход на 100 лв. разход, което е с 0,64 % по-висок от постигнатия през 2003 г. По-голямо влияние за увеличението на ефективността на разходите през 2004 г. има по-ниският процент на увеличение на отчетените разходи в сравнение с увеличението на приходите.

Рентабилността на активите на ТЕЦ “Варна” ЕАД през 2004 г. намалява с 0,29 % спрямо 2003 г., което е в резултат от намалената ефективност от използването на дълготрайните активи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за 2004 г. е 5,07 %, като повишението спрямо предходната година с 0,55 % е резултат от повишените приходи от продажби спрямо предходната година.

Възвръщаемостта на собствения капитал на дружеството към края на 2004 г. е 2,33 %, като това е с 0,33 % по-ниска норма спрямо предходната година.

Към края на 2004 г. финансовата структура на ТЕЦ “Варна” ЕАД показва съотношение 18 % привлечени средства и 82 % собствен капитал. Наблюдава се незначително нарастване на привлечения капитал в общата структура на пасива спрямо предходната година, но като цяло дружеството отчита ниска финансова задлъжнялост

През 2004 г. съществува негативна промяна спрямо 2003 г. във връзка с потенциала за покриване на краткосрочните текущи задължения. Периодът за покриването им е увеличен с 85 % спрямо незначително намаление (1,64 %) на средния период за получаване на вземанията и обращаемостта на материалните запаси. Този факт се потвърждава и от намалената стойност на показателя за обща ликвидност за 2004 г., като е необходимо да бъде отчетено, че към края на 2004 г. дружеството има абсолютна сума на оборотния капитал почти равна на реално необходимата му за покриване на текущия паричен оборот.

Финансовото състояние на ТЕЦ “Варна” ЕАД към края на 2004 г. е *много добро*, независимо че анализът на финансовото състояние на дружеството към края на отчетната година показва, че реализираната обща доходност за 2004 г. е по-ниска от постигнатата през предходната година.

През 2004 г. дружеството отчита нетна електрическа енергия в размер на 2 176 943 МВтч, което е 45,6 % по-малко от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 3 170 640 МВтч.

Отчетената договорена разполагаемост на блоковете за 2004 г. е 8 986 782 МВт.ч и е с 0,7 % повече от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 8 916 405 МВт.ч.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 36 891 хил. лв., а отчетените – 39 394 хил. лв. Увеличението на условно-постоянните разходи е най-голямо в частта начисления по

действащото законодателство, свързани със заплати и възнаграждения – 74,3 %, разходи за заплати – 6,6 % и разходи за ремонт - 2,5 %.

Отчетените променливи разходи за 2004 г. са в размер на 89 555 хил. лв., при одобрени от комисията - 134 419 хил. лв.

Дружеството е получило приходи от разполагаемост за 2004 г. в размер на 43 026 хил. лв., при одобрени от комисията 40 377 хил. лв., т.е. дружеството е успяло да покрие разходите си за експлоатация и поддръжка.

Отчетената цена за енергия за 2004 г. е 41,14 лв./МВтч, която е с 1,25 лв./МВтч по-малко от средната годишна цена за енергия за 2004 г. – 42,39 лв./МВтч. По-ниската отчетена цена се дължи преди всичко на разликата между залегналата в цените от 01.07.2004 г. и реално отчетената цена на тон условно гориво (залегнала в цените от 01.07.2004 г. – 102,32 лв./т_{у.г.}, отчет – 98,83 лв./т_{у.г.}).

“Топлофикация Русе” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Русе” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия е печалба в размер на 47 хил. лв., което представлява подобряване на текущия финансов резултат почти 3 пъти спрямо 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от изпреварващото увеличение на приходите спрямо увеличението на разходите.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба и спрямо 2003 г. се наблюдава увеличение с 34,9 % на реализираната загуба.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Русе” ЕАД показват минимално увеличение на коефициента на ефективност от 100,03 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 100,10 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Рентабилността на активите на “Топлофикация Русе” ЕАД незначително се подобрява и достига 0,05 % към края на 2004 г., като положителната тенденция е в резултат на намалението на общите разходи на 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 0,47 %, което е 1,41 % по-ниска стойност от отчетената за предходната година.

Дружеството няма възвръщаемост от собствения си капитал към края на 2004 г. Спрямо предходната година балансовата загуба се увеличава с 616 хил. лв. и към края на 2004 г. тя е в размер на 626 хил. лв. Масата на непокрытата загуба от минали години е формирана в резултат на корекция след прилагането на Препоръчителния подход в съответствие с НСС 8, при който всяка корекция в счетоводната политика се отразява в салдото на неразпределената печалба/непокрытата загуба от минали години.

Към края на 2004 г. финансовата структура на “Топлофикация Русе” показва съотношение 57 % привлечени средства и 43 % собствен капитал. Наблюдава се значително нарастване на привлечения капитал в общата структура на пасива спрямо предходната година, което води до нарастване на общата задлъжнялост на дружеството.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 2 дни спрямо предходната година и е 54 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е увеличен с 38 дни и от 45 дни за 2003 г. е 83 дни за 2004 г. Средногодишна необходима сума на оборотен капитал е 33 % от приходите от продажби. Към края на 2004 г. дружеството има отрицателен оборотен капитал. Дружеството изпитва недостиг на бързооборотни средства за покриване на текущите си задължения. Този факт се потвърждава и от намалената стойност на показателите за ликвидност през 2004 г., които намаляват спрямо предходната година в резултат на изпреварващото увеличение на сумата на краткосрочните задължения (основно краткосрочни задължения към финансови предприятия) спрямо увеличения размер на краткотрайните активи.

Отчетеното финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. може да бъде определено като *напрегнато*.

През 2004 г. дружеството отчита нетна електрическа енергия в размер на 32 054 МВтч, а прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. е в размер на 107 000 МВтч. Съгласно съгласуван с “НЕК” ЕАД линеен график за ремонт на блок 4, през месец май 2004 г. в дружеството е започнал ремонт на съоръженията. Поради тази причина отчетеното количество нетна електрическа енергия за 2004 г. значително се различава от прогнозираното в цените от 01.07.2004 г.

Отчетената договорена разполагаемост на блоковете за 2004 г. е 462 208 МВтч и е с 0,2 % повече от прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 461 261 МВтч.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 5 605 хил. лв., а отчетените – 6 608 хил. лв. Увеличението на условно-постоянните разходи е най-голямо в частта разходи за ремонт – 53,3 %, начисления, свързани с разходите за заплати по действащото законодателство – 35,6 %, и разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – 21,2 %.

Отчетените променливи разходи за 2004 г. са в размер на 1 459 хил. лв., при одобрени от комисията – 4 990 хил. лв.

Дружеството е получило приходи от разполагаемост за 2004 г. в размер на 7 315 хил. лв., при одобрени от комисията 5 827 хил. лв., т.е. дружеството изцяло е покрило разходите си за експлоатация и поддръжка.

Отчетената цена за енергия за 2004 г. е 45,52 лв./МВтч, което е с

1,12 лв./МВтч по-малко от средната годишна цена за енергия за 2004 г. – 46,64 лв./МВтч. По-ниската отчетена цена се дължи преди всичко на разликата между залегналата в цените от 01.07.2004 г. и реално отчетената цена на тон условно гориво (залегнала в цените от 01.07.2004 г. – 105,02 лв./т_{у.г.}, отчет – 94,21 лв./т_{у.г.}).

АЕЦ “Козлодуй” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД за 2004 г. е печалба в размер на 3 971 хил. лв., като нейната стойност е с 5 697 хил. лв. по-ниска спрямо предходната 2003 г.

Намалението на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото намаление на общите приходи в сравнение с намалението на общите разходи.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД за 2004 г. показват намаление от 101,32 лв. на 100,57 лв. приходи за 100 лв. разходи.

Отчетената рентабилност на активите на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД за 2004 г. е 0,21 % , като намалението спрямо предходната година е с 0,40 %.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е в резултат от намалената ефективност на разходите и активите.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 1,37 %, което е с 2,86 % по-ниска стойност от отчетената за предходната година, като най-голямо влияние оказва намалението на текущия финансов резултат.

Възвръщаемостта на собствения капитал на дружеството към края на 2004 г. е 0,40 %, като това е с 1,91 % по-ниска норма спрямо предходната година.

В края на 2004 г. финансовата структура на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД показва съотношение 42 % привлечени средства и 58 % собствен капитал. Наблюдава се незначително нарастване на привлечения капитал в общата структура на пасива спрямо предходната година. Увеличен е дялът на дълготрайните активи, финансирани с привлечени средства, което води до повишаване на дългосрочната задлъжнялост на дружеството.

Отчетената стойност на нетния оборотен капитал към края на годината е достатъчна за управлението на търговския цикъл на предприятието.

Независимо от отчетните по-ниски стойности на текущите финансови измерители за ефективност от дейността на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, общото финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. е *добро*.

Отчетената нетна електрическа енергия за 2004 г. е в размер на 15 576 007 МВтч, което е 4,7 % в повече от прогнозното количество, утвърдено в цените от 01.07.2005 г. в размер на 14 866 198 МВтч.

Отчетената от дружеството договорена разполагаемост на блоковете за 2004 г. е 18 108 556 МВт.ч и е с 3,8 % в повече в сравнение с прогнозното количество в утвърдените цени от 01.07.2004 г. в размер на 17 443 471 МВт.ч. Количеството отчетена договорена разполагаемост за 2004 г. по данни от дружеството се различава с данните от “НЕК” ЕАД – по данни от “НЕК” ЕАД размерът е 18 289 591 МВт.ч.

Утвърдените в цените за 2004 г. условно-постоянни разходи на дружеството са 362 584 хил. лв., а отчетените са 405 422 хил. лв., което се дължи основно на реализирано второ извозване на отработено ядрено гориво в размер на 39 429 хил. лв.

Отчетените променливи разходи за 2004 г. са в размер на 221 907 хил. лв., при одобрени от комисията – 221 663 хил. лв.

“Национална електрическа компания” ЕАД

Структурата на приходите на “НЕК” ЕАД за 2004 г. включва приходи от продажби (99 %) и приходи от финансираня, финансови приходи и извънредни приходи – 1 %.

Отчетената структура на приходите от продажби включва:

- приходи от износ (18 %);
- приходи от клиенти ВН (18 %) и
- приходи от ЕРД (64 %).

Структурата на разходите за дейността на “НЕК” ЕАД за 2004 г. включва:

- разходи за покупка на електрическа енергия и разполагаемост – 84 %;
- разходи за пренос и обществена доставка на електрическа енергия – 9 %;
- разходи за производство на електрическа енергия – 5 %;
- други разходи – 2 %.

Финансовият обхват на дружеството към края на 2004 г. показва нарастване с 2,46 % спрямо предходната година, което е резултат от намаляване на дълготрайните активи с 5 млн. лв. и нарастване на краткотрайните активи с 81 млн. лв. Нарастването на краткотрайните активи се дължи най-вече на увеличението на вземания по предоставени търговски заеми.

Отчетеният текущ финансов резултат на “НЕК” ЕАД за 2004 г. след данъци е печалба в размер на 18 924 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат е по-голям с 64,84 % от отчетената текуща печалба за предходната година.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “НЕК” ЕАД показват увеличение на коефициента на ефективност от 100,57 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 100,95 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Възвръщаемостта на собствения капитал на дружеството към края на 2004 г. е 2,06 % , като това е с 0,17 % по-висока норма спрямо предходната година.

Показателят за рентабилност на продажбите за 2004 г. се увеличава с най-голям темп спрямо 2003 г. Положителната тенденция е в резултат на увеличения размер на нетната печалба за текущата година.

Към края на 2004 г. финансовата структура на пасивите на дружеството е почти непроменена спрямо предходната година и включва 75 % собствени средства срещу 25 % привлечени средства, като делът на дълготрайните активи, финансирани със собствени средства, е увеличен с 4 % спрямо предходната година.

Анализът на управлението на текущите задължения на дружеството за 2004 г. не показва съществена разлика спрямо предходната година. Нетният търговски цикъл е намален с един ден спрямо 2003 г., като средногодишната стойност на необходимия оборотен капитал за обслужване на дейността през годината е 106 535 хил. лв. или 5,35 % от приходите от продажби.

Дружеството отчита към края на 2004 г. положителен нетен оборотен капитал съгласно счетоводния баланс в размер на 295 346 хил. лв., което е значително по-висока стойност от необходимата за управление на текущите задължения.

Отчетеното финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. е *добро*.

За 2004 г. прогнозираното от дружеството количество електрическа енергия е 35 674 101 хил. кВтч, а отчетеното количество е с 0,7 % по-малко (35 399 641 хил. кВтч).

Прогнозираната за 2004 г. разполагаемост е 46 150 255 МВт.ч, а отчетената разполагаемост е с 0,8 % по-малко (45 768 065 МВт.ч).

Отчетеното количество електрическа енергия за стопански потребители на високо напрежение е нараснало с 0,3 % в сравнение с прогнозираните количества за 2004 г. – 5 466 597 хил. кВтч.

Отчетеното количество продадена електрическа енергия на електро-разпределителните дружества намалява с 4 %, а електроенергията за износ се увеличава със 7,3 %.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 127 058 хил. лв., а отчетените – 182 660 хил. лв.

Електроразпределителни дружества

На основата на извършения финансов анализ на одитираните годишни финансови отчети за 2004 г. са направени следните общи изводи за електроразпределителните дружества:

а) нарастването на финансовия обхват на електроразпределителните дружества към края на 2004 г. в сравнение с предходната година показва развитие

на дейността им, като ефектът от нарастването на вложените средства се изразява в нарастването на текущите резултати;

б) през 2004 г. електроразпределителните дружества регистрират положителни текущи финансови резултати от дейността си;

в) за периода 2003 – 2004 г. рентабилността на дружествата е увеличена, като постигнатата средна рентабилност за сектора е около 4 %;

г) управлението на текущите оборотни средства за 2004 г. за сектора като цяло показва намаление на необходимия оборотен капитал, но електроразпределителните дружества (с изключение на “ЕРД Златни пясъци” АД) поддържат по-нисък нетен оборотен капитал от необходимия им за безрисково покриване на текущия оборот; това означава, че дружествата не поддържат резерв за финансиране на текущата си дейност при потенциално увеличение на кратко-срочните си задължения;

д) структурата на финансиране на дейността на електроразпределителните дружества остава непроменена спрямо отчетената за предходната година, като общото финансово състояние на дружествата от сектора към края на 2004 г. е добро.

“Електроразпределение – Столично” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Електроразпределение – Столично” АД за 2004 г. е печалба в размер на 10 030 хил. лв., като нейната стойност е с 44 % по-висока спрямо предходната 2003 г. (6 944 хил. лв.)

Нарастването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото нарастване на общите приходи в сравнение с нарастването на общите разходи.

Повишената ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. в сравнение с 2003 г. е изходна предпоставка за отчетената по-висока текуща печалба. Коефициентът на ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. е 103,08 и е по-висок с 0,77 % спрямо предходната година.

Коефициентът на ефективност на общите разходи на “Електроразпределение – Столично” АД показва, че срещу 103,08 лв. приходи дружеството отчита 100 лв. разходи.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 4,50 %, като е почти непроменена спрямо предходната година.

Отчетената рентабилност на активите на “Електроразпределение – Столично” АД за 2004 г. е 3,68 %, като увеличението спрямо предходната година е с 4,50 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат на намалението на общите разходи за 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година

е 4,90 % и е с 0,56 пункта по-висока от отчетената за 2003 г. Промяната е резултат от увеличението на приходите от продажби спрямо предходната година и намалението на дела на печалбата в приходите за годината.

Структурата на финансиране към края на годината е почти непроменена спрямо предходната година, като има незначително повишение от 2,33 % на дела на дълготрайните активи, финансирани с привлечени средства.

Отчетеният нетен търговски цикъл на дружеството намалява поради подобро управление на финансовите ресурси, вложени в материални запаси, и намалението на средния период на събираемост на вземанията, но динамичният анализ на ликвидността на дружеството показва, че необходимият оборотен капитал за безрисково управление на текущите задължения е по-голям от отчетената нетна стойност към края на годината.

Средният период за събиране на вземанията от клиенти за 2004 г. намалява спрямо 2003 г. от 43 дни на 41 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици остава на постоянно ниво от 22 дни.

Към края на отчетната 2004 г. общото финансово състояние на дружеството е *добро*.

За 2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 4 414 358 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 4 249 044 хил. кВтч или с 4 % по-малко и съответно отчетените разходи за електрическа енергия са 256 004 хил. лв. или с 5 % по-малко от прогнозираните (270 795 хил. лв.)

Отчетените количества продадена електрическа енергия са с 3,3 % по-малко в сравнение с прогнозираните от дружеството, като съответно приходите от електрическа енергия са намалели от 327 226 хил. лв. на 324 084 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 45 453 хил. лв., а отчетените – 59 661 хил. лв.

“Електроразпределение – София област” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Електроразпределение – София област” АД за 2004 г. е печалба в размер на 6 573 хил. лв., като нейната стойност е 4 пъти по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с общите разходи.

Динамиката на финансовите показатели за ефективност на “Електроразпределение – София област” АД за 2004 г. показват нарастване на приходите от 100,91 лв. на 103,53 лв. за 100 лв. разход.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 4,75 %, като повишението спрямо предходната година е с 2,54 пункта. Най-силно поло-

жително влияние върху възвръщаемостта на собствения капитал оказва повишаването на общата икономическа рентабилност спрямо предходната година.

Отчетената рентабилност на активите на “Електроразпределение – София област” АД за 2004 г. е 3,17 % спрямо 1,08 % за 2003 г.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от увеличената ефективност на разходите.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 4,24 %, което е с 3,06 пункта по-висока стойност от отчетената за предходната година. Повишението е резултат на увеличените приходи от продажби и запазване на дела на печалбата в приходите от продажби.

Структурата на финансиране на дейността на дружеството е непроменена спрямо предходната година.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е 52 дни и е намалял с 9 дни спрямо предходната година. Средният период за покриване на задълженията към доставчици е нараснал от 29 дни през 2003 г. на 31 дни през 2004 г.

Към края на 2004 г. дружеството отчита по-голяма сума на текущите задължения в сравнение с текущите активи и не разполага с необходимия оборотен капитал.

Въпреки отчетените по-добри финансови резултати от дейността на “Електроразпределение – София област” АД за 2004 г., структурата на финансиране на активите показва, че финансовото състояние на дружеството е *напрегнато*.

В предложените за утвърждаване цени от 01.07.2004 г. дружеството е прогнозирило да закупи 2 677 658 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 2 608 836 хил. кВтч или с 3 % по-малко.

Отчетените количества продадена електрическа енергия (2 002 939 хил. кВтч) са с 4 % повече в сравнение с прогнозираните от дружеството (1 930 716 хил. кВтч) и съответно приходите от електрическа енергия са се увеличили от 177 781 хил. лв. на 185 435 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 33 880 хил. лв., а отчетените – 45 566 хил. лв.

“Електроразпределение – Плевен” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Електроразпределение – Плевен” АД за 2004 г. е печалба в размер на 5 956 хил. лв., като нейната стойност е с 3,19 % по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличението на текущата печалба в сравнение с предходната година е резултат от по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Коефициентът на ефективност на разходите за 2004 г. на “Електроразпре-

деление – Плевен” АД е 103,08 лв. приход на 100 лв. разход, което е на относително постоянно ниво спрямо постигнатия коефициент за 2003 г. – 103,03 лв.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 6,94 %, като намалението спрямо предходната година е с 2,33 пункта.

Рентабилността на активите на “Електроразпределение – Плевен” АД през 2004 г. е 4,45 %, която е намаляла спрямо 2003 г. с 0,95 пункта. Намалената рентабилност на активите се дължи на увеличаването на дълготрайните активи, необходими за реализирането на един лев приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за 2004 г. е 4,16 %, като намалението с 0,80 пункта спрямо 2003 г. се дължи преди всичко на намалението на дела на печалбата в приходите от продажби.

Динамичният анализ на способността на предприятието да изплаща текущите си задължения показва, че средният период на задържане на паричния оборот е 31 дни. Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е 53 дни и е намален спрямо 2003 г. с 4 дни, а средният период за погасяване на задълженията към доставчици е намален с един ден от 38 дни през 2003 г. на 37 дни през 2004 г.

Към края на 2004 г. дружеството отчита по-голяма сума на текущите задължения в сравнение с текущите активи, т.е. отрицателна стойност на оборотния капитал.

Към края на 2004 г. общото финансово състояние на дружеството е променено спрямо предходната година и от добро е променено на *напрегнато*.

В предложените за утвърждаване цени от 01.07.2004 г. дружеството е прогнозирило да закупи 2 781 091 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 2 678 902 хил. кВтч или с 4 % по-малко. Отчетените разходи за електрическа енергия са 143 744 хил. лв. или с 7,5 % по-малко (155 463 хил. лв.), като отчетените количества продадена електрическа енергия също са намалени в сравнение с прогнозираните от дружеството.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 32 171 хил. лв., а отчетените – 42 398 хил. лв.

“Електроразпределение – Стара Загора” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Електроразпределение – Стара Загора” АД за 2004 г. е печалба в размер на 16 174 хил. лв., като нейната стойност е 4,7 пъти по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото нарастване на общите приходи в сравнение с нарастване на общите разходи.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Електроразпределение – Стара Загора” АД за 2004 г. показват увеличение от 101,37 лв. на

106,11 лв. приходи за 100 лв. разходи.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 8,98 %, като увеличението спрямо предходната година е със 7,13 пункта.

Отчетената рентабилност на активите на “Електроразпределение – Стара Загора” АД за 2004 г. е 6,58 % спрямо отчетената за 2003 г. от 2,10 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат основно от намалението на общите разходи за 100 лв. приходи и реализираната висока текуща печалба.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 7,67 %, т.е. увеличена с 3,27 пункта спрямо отчетената за предходната година. Увеличението е резултат от увеличените приходи от продажби през годината.

Дружеството поддържа висок дела на собствения капитал в структурата на източниците на финансиране на дейността (80 %).

Анализът на нетния търговски цикъл за обслужване на дейността показва изпреварващо намаление на средния срок за обслужване на задълженията спрямо събираемостта на вземанията. Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е 27 дни и е намален спрямо предходната година с един ден. Средният период за погасяване на задълженията към доставчици е намалял от 15 дни за 2003 г. на 7 дни за 2004 г.

Дружеството има отчетена абсолютна сума на нетен оборотен капитал, която е по-ниска от изчислената съгласно времевия оборот на вземанията, материалните запаси и задълженията.

Финансовото състояние на дружеството към края на годината се запазва *много добро*.

За 2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 3 645 637 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 3 444 348 хил. кВтч, което е с 5 % по-малко. Отчетените разходи за електрическа енергия са 183 490 хил. лв. или с 9,6 % по-малко (201 152 хил. лв.)

Отчетеното количество електрическа енергия за стопански потребители на средно и ниско напрежение е нараснало със 17 % в сравнение с прогнозираните количества за 2004 г., за сметка на битовите потребители.

Съответно отчетените приходи от електрическа енергия са 271 711 хил. лв., а залегалите в цената от 01.07.2004 г. са 267 254 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 57 895 хил. лв., а отчетените – 76 041 хил. лв.

“Електроразпределение – Пловдив” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Електроразпределение – Пловдив” АД за 2004 г. е печалба в размер на 6 872 хил. лв., т.е. нарастване със 106,49 % спрямо 2003 г.

Подобряването на текущия финансов резултат спрямо предходната 2003 г. е вследствие на изпреварващото увеличение на приходите от дейността спрямо общите разходи.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Електроразпределение – Пловдив” АД за 2004 г. показват увеличение от 101,04 лв. приходи за 100 лв. разходи през 2003 г. на 102,06 лв. приходи на 100 лв. разходи.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 5,90 %, като увеличението спрямо предходната година е с 0,73 пункта.

Отчетената рентабилност на активите на “Електроразпределение – Пловдив” АД към края на 2004 г. е 3,10 % или нарастването спрямо 2003 г. е с 1,11 пункта. Нарастването е повлияно от положителните промени в рентабилността на нетните приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е в размер на 3,01 % или е отчетено нарастване спрямо 2003 г. с 1,08 пункта, като положителната тенденция е в резултат от увеличението на приходите от продажби.

Финансовата структура на дружеството към края на отчетната година е почти непроменена спрямо края на 2003 г. и показва слабо намаление на дела на привлечените средства за финансиране на дейността.

Периодът за събиране на вземанията за 2004 г. е 44 дни и е намален спрямо предходната година с 5 дни.

Периодът за погасяване на задълженията към доставчици е увеличен със 7 дни и от 22 дни за 2003 г. на 29 дни за 2004 г., а средният период за събиране на вземанията е намален с 6 дни за отчетната година и е 39 дни. Съгласно анализа на нетния търговски цикъл средногодишният необходим оборотен капитал е 5 % от приходите от продажби. Отчетената балансова стойност на нетния оборотен капитал не покрива нуждите на управлението на текущия оборот на дружеството.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база на общата балансова структура на “Електроразпределение – Пловдив” АД към края на 2004 г., показват, че финансовото състояние на дружеството е *добро*.

За 2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 4 619 269 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 4 507 859 хил. кВтч, което е с 2 % по-малко. Отчетените разходи за електрическа енергия са 259 119 хил. лв. или с 4 % по-малко (271 212 хил. лв.)

Отчетеното количество електрическа енергия за стопански потребители на средно и ниско напрежение е нараснало с 5 % в сравнение с прогнозираните количества за 2004 г. за сметка на битовите потребители.

Съответно приходите от електрическа енергия са намалели от 331 211 хил. лв. на 330 456 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от

01.07.2004 г. са в размер на 52 374 хил. лв., а отчетените – 63 912 хил. лв.

“Електроразпределение – Горна Оряховица” АД

Текущият финансов резултат на “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД за 2004 г. след данъци е печалба в размер на 637 хил. лв. За предходната година отчетеният текущ финансов резултат е 1735 хил. лв. или дружеството отчита намаление с 63,29 %.

Намалението на текущия финансов резултат спрямо предходната 2003 г. е вследствие на изпреварващото увеличение на общите разходи спрямо общите приходи.

Динамиката на финансовите показатели за ефективност на “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД показва намаление на коефициента на ефективност от 100,86 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 100,30 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 1,87 %, като намалението спрямо предходната година е с 0,71 пункта.

Текущата рентабилност на активите на “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД намалява през 2004 г. и достига 0,35 %.

Намаляването на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат от увеличението на дълготрайните активи за един лев приход и намалената ефективност на разходите.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 1,34 %, като намалението спрямо предходната година е 1,43 пункта и е резултат от намалението на приходите от продажби.

Структурата на финансиране на дейността на дружеството е почти непроменена спрямо предходната година и е 76 % собствен капитал срещу 26 % привлечени средства.

Потребностите на дружеството за финансиране на нетния оборотен цикъл показват необходим оборотен капитал от 6 % от приходите от продажби. Към края на годината дружеството няма наличен оборотен капитал.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 5 дни спрямо предходната година и е 41 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намалял с 3 дни и от 41 дни за 2003 г. е 38 дни за 2004 г.

Резултатите от финансово управление на дружеството през 2004 г. показват влошаване на общото финансово състояние и към края на отчетната година то е *напрегнато*.

В предложените за утвърждаване цени от 01.07.2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 3 022 473 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената електрическа енергия е 2 821 697 хил. кВтч или с 7 % по-малко.

Отчетените разходи за електрическа енергия са 153 280 хил. лв. или с 9 % по-малко от прогнозираните (169 403 хил.лв.) Отчетените количества продадена електрическа енергия през 2004 г. са с 4 % по-малко в сравнение с прогнозираните от дружеството (2 385 990 хил. кВтч), като съответно приходите от електрическа енергия са намалели от 215 984 хил. лв. на 206 716 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 40 690 хил. лв., а отчетените – 53 357 хил. лв. Най-голям дял в завишените разходи имат разходите за застраховки, абонаментно поддържане и др.

“Електроразпределение – Варна” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Електроразпределение – Варна” АД за 2004 г. е печалба в размер на 1060 хил. лв., като намаляването му спрямо предходната 2003 г. е с 87,93 %.

Намаляването на текущата печалба за 2004 г., в сравнение с отчетената за 2003 г., е резултат от по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Намалената ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. в сравнение с 2003 г. е изходна предпоставка за отчетеното по-ниско ниво на печалбата. Коефициентът на ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. е 100,46 и е по-нисък с 3,62 пункта спрямо предходната година.

Ефективността на общите разходи на “Електроразпределение – Варна” АД показва, че срещу 100,46 лв. приходи дружеството отчита 100 лв. разходи.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 1,10 %, което е с 8,66 пункта по-ниска стойност от предходната година.

Отчетената рентабилност на активите на “Електроразпределение – Варна” АД за 2004 г. е 0,53 %, като намалението спрямо предходната година е с 5,73 пункта.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от увеличението на разходите на 100 лв. приходи, намаляването на ефективността от използването на дълготрайните активи и негативната промяна в скоростта на обръщение на краткотрайните активи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 1,77 %, а през 2003 г. тя е 6,47 %. Намалението на рентабилността на приходите от продажби е в резултат на намаление на нетния размер на приходите от продажби и негативната промяна в текущия финансов резултат.

Структурата на финансиране на дейността към края на отчетната година е 71 % собствени капиталови източници и 29 % привлечени, като е непроменена спрямо предходната година.

Отчетеният нетен търговски цикъл на дружеството, който е свързан с

разликата между времето за получаване на дължимите плащания към дружеството и времето за разплащането на дружеството към доставчиците му, намалява поради подобрената събираемост на вземанията, като средногодишната стойност на необходим оборотен капитал на дружеството е около 9 % от приходите от продажби. Отчетената към края на годината счетоводна стойност е значително по-ниска.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 5 дни спрямо предходната година и е 49 дни. Намалението на средния период за събиране на вземанията е резултат на намаление на средната наличност на вземанията.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е увеличен с 2 дни и от 27 дни за 2003 г. е 29 дни за 2004 г.

Независимо от отчетените по-ниски финансови резултати от дейността на “Електроразпределение – Варна” АД за 2004 г., финансовото състояние на дружеството е *добро*.

В предложените за утвърждаване цени от 01.07.2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 3 247 540 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 3 084 197 хил. кВтч или с 5 % по-малко. Отчетените разходи за електрическа енергия са 166 001 хил. лв.

Отчетените количества продадена електрическа енергия са с 5 % по-малко в сравнение с прогнозираните от дружеството, а приходите от електрическа енергия са се намалили от 231 802 хил. лв. на 224 070 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 39 888 хил. лв., а отчетените – 61 344 хил. лв.

“ЕРП Златни пясъци” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “ЕРП Златни пясъци” АД за 2004 г. е печалба в размер на 979 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат надвишава с 26,36 % отчетената текуща печалба за предходната 2003 г.

Нарастването на текущата печалба за 2004 г. е резултат от изпреварващото нарастване на общите приходи в сравнение с общите разходи.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “ЕРП Златни пясъци” АД показва увеличение на коефициента на ефективност от 128,44 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 124,12 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Възвръщаемостта на собствения капитал към края на 2004 г. е 20,46 % и е с 1,31 пункта по-висока от отчетената спрямо предходната година.

Отчетената рентабилност на активите на “ЕРП Златни пясъци” АД за 2004 г. е 14,60 %, като намалението спрямо предходната година е с 2,85 пункта.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат от намаляването на ефективността от използване на дълготрайните активи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 19,48 %, което е с 2,73 пункта по-ниска стойност от отчетената за предходната година.

Структурата на финансиране на дейността към края на отчетната година е 85 % собствени капиталови източници и 15 % привлечени, като е почти непроменена спрямо предходната година.

Анализът на ликвидността на предприятието показва ефективно управление на оборотния цикъл и потребностите от нетен оборотен капитал. Отчетената балансова сума на оборотния капитал е достатъчна за обслужване на текущите задължения.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е увеличен с 4 дни спрямо предходната година и е 24 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намален с 2 дни и от 9 дни за 2003 г. е 7 дни за 2004 г.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “ЕРП Златни пясъци” АД за 2004 г., показват *много добро* финансово състояние.

За 2004 г. дружеството е прогнозирано да закупи 58 130 хил. кВтч електрическа енергия, а реално отчетената е 62 304 хил. кВтч, което е с 7 % повече. Отчетените разходи за електрическа енергия са 3 282 хил. лв. или с 3 % повече (3 170 хил. лв.)

Отчетеното количество електрическа енергия за стопански потребители на средно и ниско напрежение е нараснало с 10 % в сравнение с прогнозираните количества за 2004 г.

Съответно отчетените приходи от електрическа енергия са 5 353 хил. лв., а залегналите в цената от 01.07.2004 г. са 4 906 хил. лв.

Одобрените от комисията условно-постоянни разходи в цените от 01.07.2004 г. са в размер на 1 415 хил. лв., а отчетените – 1 442 хил. лв.

ПО Т. II ОТ РЕГУЛАТОРНИЯ ПРЕГЛЕД

Анализ и оценка на предоставената от електроенергийните дружества прогнозна информация за 2005 г.

1. Анализ на промяната на финансовите показатели на електроенергийните дружества към междинните финансови отчети към полугодieto на 2005 г. спрямо края на 2004 г.

ТЕЦ “Марица 3” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е загуба в размер на 2 291 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 852 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Отрицателният текущ финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Увеличението на приходите на дружеството е резултат от намалението на приходи от продажби и приходи от лихви.

Общото финансово състояние на дружеството към края на полугодията на 2005 г. продължава да бъде *много добро*, въпреки че финансовата задлъжнялост показва увеличение спрямо края на 2004 г.

ТЕЦ “Марица – Изток 2” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 23 698 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 5 389 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Високият текущ финансов резултат е следствие на увеличението на общите приходи и намаление на общите разходи.

Общото финансово състояние на дружеството към края на първото полугодие на 2005 г. значително е подобро в резултат на намалената финансова задлъжнялост и е *добро*.

ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е загуба в размер на 2 638 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 757 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Отрицателният текущ финансов резултат е следствие на изпреварващото намаление на общите приходи в сравнение с намалението на общите разходи.

Намалените общи приходи са резултат от намалението на приходите от продажба на стоки и продукция и незначителното увеличение на приходите от продажба на услуги.

Независимо от отчетената междинна загуба, общото финансово състояние на дружеството към края на първото полугодие на 2005 г. е запазено спрямо отчетеното към края на календарната година и е *много добро*.

ТЕЦ “Варна” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е

загуба в размер на 4 074 хил. лв. спрямо отчетена загуба в размер на 344 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Отрицателният текущ финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Финансовото състояние на ТЕЦ “Варна” ЕАД към края на първото полугодие на 2005 г. е *добро*, като промяната спрямо отчетеното много добро към края на 2004 г. е в резултат на намалената доходност от дейността и от влошаването на управлението на текущите задължения.

“Топлофикация Русе” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е загуба в размер на 3 249 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 3 104 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Отрицателният текущ финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Увеличението на общата сума на разходите за дейността е резултат от увеличението на разходите за материали и финансовите разходи.

Отчетеното значително увеличение на дългосрочната и краткосрочната задължнялост и намаляването на дела на дълготрайните активи, финансирани със собствени средства, е сигнал за негативна промяна във финансовото равновесие на дружеството. Отчетеното финансово състояние към полугодията на 2005 г. е *лошо*.

АЕЦ “Козлодуй” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 20 713 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 252 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Високият текущ финансов резултат е следствие на изпреварващото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Общото финансово състояние на дружеството към края на първото полугодие на 2005 г. остава *добро*.

“Национална електрическа компания” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е 40 494 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 56 848 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

По-ниският текущ финансов резултат е следствие на изпреварващото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Общото финансово състояние на дружеството към края на първото полугодие на 2005 г. остава *добро*.

“Електроразпределение – Столично” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 18 218 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 10 038 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Въпреки увеличението на дела на дълготрайните активи, финансирани с привлечени средства, стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “Електроразпределение – Столично” АД, към 30.06.2005 г. показват *добро* финансово равновесие.

“Електроразпределение – София област” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 8 604 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 6 776 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Въпреки регистрираните добри финансови резултати към полугодиято, структурата на финансиране на активите и пасивите на дружеството към 30.06.2005 г. продължава да определя *напрегнато* финансово състояние.

“Електроразпределение – Плевен” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 3 480 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 3 066 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Общото финансово състояние на “Електроразпределение – Плевен” АД към края на първото полугодие на 2005 г. е *добро*.

“Електроразпределение – Стара Загора” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 11 413 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 13 834 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Намалението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите разходи в сравнение с увеличението на общите приходи.

Финансовото състояние на “Електроразпределение – Стара Загора” АД към 30.06.2005 г. е *много добро*, независимо че анализът на финансовото управление на дружеството към края на отчетния период показва, че реализираната обща доходност за първо полугодие на 2005 г. е по-ниска от постигнатата през същия период на предходната година.

“Електроразпределение – Пловдив” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 9 921 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 8 670 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е в резултат на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Финансовото състояние на “Електроразпределение – Пловдив” АД към 30.06.2005 г. се запазва *добро*, като показателите показват тенденция към подобрене.

“Електроразпределение – Горна Оряховица” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 11 568 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 8 144 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база на общата балансова структура на “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД, към края на 30.06.2005 г. показват подобряване на финансовото състояние и то е *добро*, което е в резултат на подобряване на управлението на текущия паричен оборот, свързан със средната събираемост на вземанията и покриване на текущите задължения.

“Електроразпределение – Варна” АД

Отчетеният текущ финансов резултат за първото полугодие на 2005 г. е печалба в размер на 11 910 хил. лв. спрямо отчетена печалба в размер на 9 255 хил. лв. за първото полугодие на предходната година.

Подобрението на текущия финансов резултат е следствие на по-голямото увеличение на общите приходи в сравнение с увеличението на общите разходи.

Към 30.06.2005 г. финансовото състояние на “Електроразпределение –

Варна” АД се запазва *добро*, като стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура, показват подобрене.

“ЕРП Златни пясъци” АД

Дружеството не е представило отчет за първо полугодие на 2005 г.

Извършеният при регулаторния преглед анализ на разходообразуващите елементи на цените на всички електроенергийни предприятия по веригата производство, пренос и обществена доставка, разпределение и обществено снабдяване дават основание за следните констатации.

Н о р м а н а в ъ з в р ъ щ а е м о с т н а с о б с т в е н и я к а п и т а л

Отчетената норма на възвръщаемост на собствения капитал от цялата дейност на дружествата към края на 2004 г. е в рамките на утвърдената от комисията.

Р а з х о д и з а д е й н о с т т а

Отчетените разходи за дейността за 2004 г. на всички електроенергийни предприятия са с по-ниска ефективност спрямо предходния отчетен период, като основната причина за това е в понижената ефективност на условно-постоянните разходи.

Анализът на условно-постоянните разходи на производителите на електрическа енергия като цяло показва, че дружествата отчитат за 2004 г. по-високи разходи от тези, които са утвърдени от комисията в цените.

Отчетените променливи разходи на производителите на електрическа енергия за 2004 г. като цяло са по-ниски от прогнозираните за 2004 г.

Анализът на условно-постоянните разходи на “НЕК” ЕАД показва значително увеличение на отчетените разходи за 2004 г. спрямо прогнозните. С най-голям дял е увеличението на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за пренос на електрическа енергия.

Анализът на условно-постоянните разходи на електроразпределителните предприятия също показва, че дружествата отчитат значително по-високи разходи от утвърдените в цените.

В резултат на направения преглед на отчетната информация на всички дружества могат да бъдат направени следните изводи.

– През 2004 г. утвърдените от комисията разходи на всички дружества за производство, пренос и разпределение на електрическа енергия са ограничавани до нивото на възможните приходи от крайни продажби на електрическа

енергия, при запазване на цените за стопански потребители и предварително определено ниво на повишаване на цените за битови потребители. Поради това, при регулаторния преглед през 2004 г. условно-постоянните разходи на всички дружества са коригирани под предложените от дружествата прогнозни стойности.

– Независимо от приложения рестриктивен подход по отношение на условно-постоянните разходи, всички дружества от електроенергийния сектор през 2004 г. са отчели по-високи условно-постоянни разходи, като това не е довело до отчитане на финансови загуби от дейността им.

– Отчетените по-ниски финансови резултати на електроенергийните предприятия за 2004 г. в сравнение с 2003 г. са резултат и от намалената обща ефективност на разходите, пряко свързани с дейностите по лицензиите.

2. Анализ на предложените от електроенергийните дружества ценообразуващи елементи на прогнозните необходимите приходи с оглед тяхната обоснованост и съответствие с НРЦЕЕ и Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия за съответните дружества.

Анализът на прогнозните необходими приходи е извършен въз основа на резултатите от анализа на отчетната информация за 2004 г.

Производство на електрическа енергия

АЕЦ “Козлодуй” ЕАД

За 2005 г. дружеството прогнозира да произведе 16 745 797 МВтч нетна електрическа енергия, което е със 7,5 % повече от отчетеното количество за 2004 г. (15 575 007 МВтч). Договорената разполагаемост на блоковете за 2005 г. е 19 274 021 МВтч и се увеличава с 6,4 % спрямо отчетената за 2004 г. (18 108 556 МВтч). Посоченият от дружеството размер в справка № 1 се различава от същия в справка № 5 (посоченото количество в справка № 5 е само за регулирания пазар – 18 197 224 МВтч).

Прогнозираните за 2005 г. условно-постоянни разходи са в размер на 425 619 хил. лв. и се увеличават с 5 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г. (405 422 хил. лв.) Основно това се дължи на увеличение в разходите за амортизации със 7,8 % и увеличение в разходите за ремонт със 7,3 %. За 2005 г. дружеството прогнозира две извозвания на отработено ядрено гориво, като за периода януари- април 2005 г. осъществено едно на стойност 37 538 хил. лв., а за двете са прогнозирани 78 338 хил. лв.

Прогнозираните за 2005 г. променливи разходи се увеличават с 9 % или от 220 602 хил. лв. (отчет 2004 г.) на 240 575 хил. лв., което се дължи на разликата в прогнозираните и отчетените разходи за основно гориво.

“Топлофикация Русе” ЕАД

За 2005 г. предложеното от дружеството количество нетна електрическа енергия е в размер на 199 800 МВтч и разполагаемата мощност на блоковете е в размер на 775 526 МВт.ч. Предложените количества не може да се съпоставят с отчетените поради извършения през 2004 г. ремонт на съоръженията.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за 2005 г. се намаляват с 3,3 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г. Най-голям дял в намалението на условно-постоянните разходи имат разходите за ремонт – 73 %, и разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – 7,4 %.

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение в разходите за амортизации с 40 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г.

Прогнозираните променливи разходи за 2005 г. са 9 892 хил. лв., а отчетените за 2004 г. – 1 459 хил. лв.

ТЕЦ “Варна” ЕАД

За 2005 г. предложеното от дружеството количество нетна електрическа енергия е в размер на 2 110 000 МВтч, което е с 3,2 % по-малко от отчетеното количество за 2004 г. (2 176 943 МВтч).

За 2005 г. предложеното от дружеството количество договорена разполагаемост на блоковете е 8 918 491 МВт.ч и се намалява с 0,8 % спрямо отчетеното количество за 2004 г. (8 986 782 МВт.ч).

Прогнозираните условно-постоянни разходи за 2005 г. се увеличават с 10,2 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г. Най-голям дял в увеличението на условно-постоянните разходи имат разходите за ремонт – 44,1 %, разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – 5,1 %, и разходите за заплати – 2,3 %.

Променливите разходи се увеличават с 5 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г., или от 89 555 хил. лв. (отчет 2004 г.) на 94 121 хил. лв. (прогноза 2005 г.) Увеличението на стойността на прогнозираните променливи разходи е на база на прогнозирани по-високи разходи на тон условно гориво – от 98,83 лв./т_{уг} на 108,06 лв./т_{уг}.

ТЕЦ “Марица 3” АД

За 2005 г. предложеното от дружеството количество нетна електрическа енергия е в размер на 290 271 МВтч, което е с 29,3 % повече от отчетеното количество за 2004 г. (224 461 МВтч).

За 2005 г. предложената от дружеството разполагаемост на блоковете е 575 150 МВт.ч и се намалява с 21,3 % спрямо отчетеното количество за 2004 г. (697 513 МВт.ч).

Прогнозираните условно-постоянни разходи за 2005 г. се увеличават с 1,4 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г. Най-голям дял в увеличението на условно-постоянните разходи имат разходите за амортизации – 12,5 %, и разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – 4,9 %.

Променливите разходи се увеличават с 42 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г., или от 10 179 хил. лв. (отчет 2004 г.) на 14 461 хил. лв. (прогноза 2005 г.) Увеличението на стойността на прогнозираните променливи разходи е на база на прогнозирани по-високи разходи на тон условно гориво – от 76,27 лв./т_{уг.} на 89,75 лв./т_{уг.}.

ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД

За 2005 г. прогнозираното от дружеството количество нетна електрическа енергия е в размер на 1 946 754 МВтч, което е с 0,3 % повече от отчетеното количество за 2004 г. (1 939 580 МВтч).

Прогнозираната разполагаемост на блоковете за 2005 г. е 3 963 961 МВт.ч и се намалява с 1 % спрямо отчетеното количество за 2004 г. (4 003 497 МВт.ч).

Условно-постоянните разходи се увеличават с 6,44 % в сравнение с отчетения размер за 2004 г. Най-голям дял в увеличението на условно-постоянните разходи имат разходите за ремонт – 18,3 %, и разходите за амортизации – 6,7 %.

Променливите разходи се увеличават с 2,4 % или от 92 575 хил. лв. (отчет 2004 г.) на 94 815 хил. лв. Увеличението на стойността на прогнозираните променливи разходи е на база на прогнозирани по-високи разходи на тон условно гориво – от 109.95 лв./т_{уг.} на 111,42 лв./т_{уг.}.

Пренос и обществена доставка на електрическа енергия

“Национална електрическа компания” ЕАД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 37 094 268 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 4,8 % повече от отчетеното количество за 2004 г.

За 2005 г. дружеството прогнозира разполагаемост в размер на 41 755 978 МВт.ч, като количеството се намалява с 9,6 % спрямо отчетеното количество за 2004 г. (45 768 065 МВт.ч).

Основно увеличение на продажбите е предвидено за износ – отчетеното количество за 2004 г. е 5 900 795 хил. кВтч, а прогнозираното за 2005 г. – 6 500 000 хил. кВтч.

Разпределение и обществено снабдяване с електрическа енергия

“Електроразпределение – Столично” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 4 283 830 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 0,8 % повече от закупена енергия през 2004 г. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 98 % от необходимите количества енергия за разпределение и доставка и “Топлофикация София” АД – 1,9 %.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители следва отчетената структура на продажби, като се запазва съотношението стопански потребители/бит – 55 % към 45 %.

Условно-постоянните разходи са завишени с 24 % спрямо одобрените в цените от 01.07.2004 г.

“Електроразпределение – София област” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи и разпредели 2 625 000 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 0,6 % повече от закупената енергия през 2004 г. и се дължи основно на очаквано присъединяване на нови производствени фирми, развитие на туризма и услугите и нарастване на броя на клиентите. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 93 % от необходимата енергия за разпределение и доставка, и ВЕЦ – 4,2 %. Наблюдава се промяна на количествата закупена енергия по преференциални цени, като същите се увеличават за сметка на количествата, купени от “НЕК” ЕАД.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители следва отчетената структура на продажби, като се запазва съотношението стопански потребители/бит – 52 % към 48 %.

Условно-постоянните разходи са завишени с 40 % спрямо прогнозираните от дружеството за 2004 г. и с 5 % спрямо отчетените.

“Електроразпределение – Плевен” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 2 671 000 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 0,3 % по-малко от закупената енергия през 2004 г. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 94 % от необходимата енергия за разпределение и доставка, ВЕЦ – 4 % и “Топлофикация Плевен” – 2 %.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители следва отчетената структура на продажби, като се запазва съотношението стопански потреби-

тели/бит – 54 % към 46 %.

Условно-постоянните разходи са завишени с 42 % спрямо прогнозираните от дружеството за 2004 г.

“Електроразпределение – Пловдив” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 4 641 900 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 3 % повече от закупената енергия през 2004 г. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 96 % от необходимата енергия за разпределение и доставка, и ТЕЦ – 2 %.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители се изменя с 1 % в полза на битовите потребители, като прогнозното съотношение за 2005 г. е съответно: стопански потребители/бит – 53 % към 47 %.

Условно-постоянните разходи са в размер на 79 331 хил. лв., като в сумата им са включени разходи за амортизации в размер 25 312 хил. лв. Завишението спрямо отчетените е с 24 %, а спрямо одобрените в цените за 2004 г. – 52 %.

“Електроразпределение – Стара Загора” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 3 682 303 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 7 % повече от закупената енергия през 2004 г. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 98 % от необходимата енергия за разпределение и доставка, и други производители – 2 %.

Променя се структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители, като се изменя с 1 % в полза на стопанските потребители, а прогнозното съотношение за 2005 г. е съответно: стопански потребители/бит – 55 % към 45 % (2004 г. – 54 % към 46 %).

Условно-постоянните разходи са в размер на 81 463 хил. лв., като в сумата им са включени разходи за амортизации в размер на 25 996 хил. лв. Увеличението на общите разходи спрямо отчетените е 7 %, а спрямо одобрените в цените от 01.07.2004 г. – 41 %.

“Електроразпределение – Горна Оряховица” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 2 946 500 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 4 % повече от закупената енергия през 2004 г. Основен доставчик на енергия е “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 97 %.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители следва отчетената структура на продажби, като се запазва съотношението стопански потребители/бит – 54 % към 46 %.

Условно-постоянните разходи са увеличени с 42 % спрямо одобрените в цените от 01.07.2004 г.

“Електроразпределение – Варна” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 3 091 093 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 0,2 % повече от закупената енергия през 2004 г. Основни доставчици на енергия са “НЕК” ЕАД, от който е предвидено да се закупят 97 %, а от вятърни централи – 1,4 %.

Структурата на продажби за 2005 г. за крайни потребители следва отчетената структура на продажби, като се запазва съотношението стопански потребители/бит – 51 % към 49 %.

Условно-постоянните разходи са завишени с 54 % спрямо прогнозираните в цените от 01.07.004 г.

“ЕРП Златни пясъци” АД

За 2005 г. дружеството прогнозира да закупи 64 080 хил. кВтч електрическа енергия, което е с 3 % повече от закупената енергия през 2004 г. Основен и единствен доставчик на енергия е “НЕК” ЕАД, като дружеството не купува електрическа енергия по преференциални цени.

Прогнозираните условно-постоянни разходи са в размер на 1 492 хил. лв. или с 3 % повече от отчетените.

ПО Т. III ОТ РЕГУЛАТОРНИЯ ПРЕГЛЕД

Одобряване на прогнозни необходими приходи за първата година от регулаторния период, включително икономически обосновани разходи и норма на възвръщаемост на капитала

Преди да утвърди цените на електрическата енергия, комисията следва да вземе решение за прогнозните необходими приходи за първата година от следващия регулаторен период, като се съобрази с резултатите от направените анализи и оценки на отчетната информация за 2004 г. и предложената от електроенергийните дружества прогнозна информация за 2005 г.

Според чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи включват признатите годишни разходи за дейността по лицензията плюс регулаторната база на активите, умножена по нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

В съответствие с един от принципите на ценовото регулиране разходите, които трябва да бъдат възстановени чрез утвърдените цени, трябва да са икономически обосновани.

мически обосновани (чл. 31, т. 2 от ЗЕ).

Регулаторната база на активите, пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал (чл. 14 от НРЦЕЕ).

Нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (чл. 15 от НРЦЕЕ).

При определяне на необходимите приходи и техните компоненти, комисията е приложила следния общ подход.

У с л о в н о – п о с т о я н н и р а з х о д и

Условно-постоянните разходи са тази част от разходите, които не се влияят от промените в обема на производството, преноса, разпределението и доставката на електрическата енергия, и тяхното общо ниво до голяма степен зависи от решенията на ръководството, свързани с финансовото управление на средствата.

Изпълнението на правомощията на комисията при ценовото регулиране е свързано, от една страна, с осигуряване на икономически обосновани необходими приходи в цялата икономическа система за производство, пренос, разпределение и доставка на електрическа енергия, и от друга, с осигуряването на равнопоставеност между регулираните предприятия, съчетана с балансиране на интересите между тях и потребителите.

От предходните анализи е видно, че въпреки утвърдените от комисията по-ниски условно-постоянни разходи за 2004 г. спрямо прогнозираните от енергийните предприятия и при отчетените приходи от крайно потребление, всички електроенергийни дружества са отчетели по-високи условно-постоянни разходи. Финансовото управление на енергийните предприятия за 2004 г. не е довело до финансови загуби и финансовото им състояние като цяло е добро.

Комисията приема, че за всички дружества от електроенергийния сектор е икономически обосновано за следващия регулаторен период да бъде прието равнището на утвърдените условно-постоянни разходи за 2004 г.

П р о м е н л и в и р а з х о д и

Променливите разходи са с най-голям дял при производството на електрическа енергия. Утвърдените променливи разходи за производителите на електрическа енергия са съобразени с предложените и доказани от дружествата нива, като приетите от комисията корекции са обосновани по-долу по отделни дружества.

Разходи за закупена електрическа енергия и разполагаема мощност

За всички електроенергийни дружества комисията счита, че могат да бъдат одобрени на база прогноза за 2005 г., като това е изрично посочено в указанията за електроразпределителните дружества. За да има равнопоставеност, този подход се възприема за всички останали дружества от електроенергийния сектор.

Регулаторна база на активите

Регулаторната база на активите за производство и пренос на електрическа енергия включва стойността на дълготрайните активи и необходимия оборотен капитал към края на 2004 г., което е в съответствие с направените предложения от дружествата.

За електроразпределителните предприятия стойността на дълготрайните активи и необходимия оборотен капитал са определени съгласно Указанията на ДКЕР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите.

В регулаторната база на активите за електроразпределителните предприятия е прибавен и средният кумулативен номинален размер на нетните инвестиции, признати на база инвестиционни разходи, ограничени за целите на ценовото регулиране до нивото на прогнозните приходи, които са в резултат на ограничените цени за крайни потребители.

Норма на възвръщаемост

За всички дружества в електроенергийния сектор комисията е утвърдила реалната норма преди данъчно облагане (при данъчна ставка от 15 %).

За производителите на електрическа енергия и за "НЕК" ЕАД нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане е запазена на нивото на утвърдената от комисията през 2004 г.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал за производителите на електрическа енергия и за "НЕК" ЕАД е реалната за дружествата към 31.12.2004 г.

За електроразпределителните предприятия нормата на възвръщаемост на собствения и привлечения капитал е в съответствие с приетите от комисията Указания.

Необходимите приходи на електроразпределителните дружества са разгледани общо по пакети, както са приватизирани, тъй като се очаква съответното им преобразуване.

Несъбираеми приходи

Съгласно разпоредбата на чл. 29.2 от Указанията необходимите годишни

приходи могат да бъдат коригирани с коефициент, отразяващ несъбираемите приходи, след като електроразпределителните дружества представят доказателства за причините, поради които те са възникнали. От представената информация комисията не може да направи категоричен извод кои от претендираните приходи могат да бъдат квалифицирани като несъбираеми, тъй като не съществува легално определение за несъбираем приход за регулаторни цели. Поради това комисията не признава на нито едно от дружествата несъбираеми приходи, още повече, че разпоредбата на чл. 29.2 от Указанията е диспозитивна.

При прилагане на горния подход са извършени съответните корекции на ценообразуващите елементи за електроенергийните предприятия. Отчетени са и обоснованите възражения, направени след откритото заседание, както следва.

АЕЦ “Козлодуй” ЕАД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно занижаване на променливите разходи в сравнение с предложените от дружеството. Дружеството обосновава възражението си с факта, че производството на електрическа енергия за 2005 г. е по-голямо в сравнение с това за 2004 г. Освен това, през 2004 г. за работата на 3 и 4 блок е използван остатъчен ресурс от спрените реактори на 1 и 2 блок. Това е занижило разхода на ядрено гориво за 1 кВтч. Неправилна според АЕЦ “Козлодуй” ЕАД е направената корекция на предложените от него условно-постоянни разходи. Дружеството счита, че не следва да прави разсрочване на разходите във връзка с втория транспорт на отработено ядрено гориво за 2005 г., тъй като същият е вече извършен и тези разходи следва да се включат в размера на условно-постоянните разходи за предстоящия ценови период. Като цяло дружеството не приема направените корекции на разходите, базирани на сравнение с 2004 г. и обосновани с доброто финансово състояние на дружеството за първото полугодие на 2005 г.

Комисията приема за обосновано възражението относно стойността на променливите разходи. По отношение на УПР комисията не приема възражението и прилага общия подход за всички дружества, посочен по-горе.

Стойността на заявените условно-постоянни разходи е коригирана от 411 224 хил. лв. на 425 619 хил. лв. поради това, че в заявлението са били посочени УПР само за регулирания пазар. Направена е последваща корекция на УПР, като нивото им е намалено на 362 584 хил. лв. (утвърдени за 2004 г.)

Стойността на променливите разходи е намалена от 240 575 хил. лв. на 235 863 хил. лв. вследствие на следните промени:

– на основата на актуализирана договорена производствена програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД с “НЕК” ЕАД за 2005 г. и представена от централата

обосновка за минимално повишение на специфичния разход на ядрено гориво за киловатчас, прогнозният разход за основно гориво на централата, представен със заявлението, е увеличен с 4 779 хил. лв.;

– разходите за “Вноски за фонд ИЯС” са намалени от 101 996 хил. лв. на 92 506 хил. лв. (на основание действащата Наредба за размера на дължимите вноски във фонд “Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения”).

ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД

ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД изразява несъгласие относно извършената корекция на предложените от дружеството условно-постоянни разходи в частта, касаеща разходите за работни заплати. Дружеството е посочило, че при определянето на тези разходи ДКЕВР е използвало за база отчетни данни от 2003 г. Според ТЕЦ “Бобов дол” ЕАД освен този отчет е следвало да бъдат взети предвид увеличението на работните заплати за 2004 г. и 2005 г. съгласно Наредбата за образуване на средствата за работна заплата в търговските дружества с над 50 на сто държавно или общинско участие. Дружеството възразява и срещу посочения размер на разходите, пряко свързани с лицензионната дейност. Техният размер според него е недостатъчен за текущата поддръжка на централата. При запазване на посочения в проекта на решение размер на ценообразуващите елементи дружеството е посочило, че ще завърши 2005 г. с отрицателен финансов резултат.

Комисията прилага общия подход за всички дружества относно нивото на УПР, посочен по-горе.

Стойността на условно-постоянните разходи се променя от 45 981 хил. лв. на 40 177 хил. лв.

Стойността на променливите разходи се променя от 94 815 хил. лв. на 94 526 хил. лв. След анализ на прогнозните данни, свързани с разхода за основно гориво на “ТЕЦ Бобов дол” ЕАД, съгласувано с централата променливите разходи за гориво за 2005 г. са редуцирани с 289 хил. лв.

Стойността на регулаторната база на активите се променя от 175 272 хил. лв. на 175 748 хил. лв. вследствие от промяната на стойността на оборотния капитал – от 21 775 хил. лв. на 22 251 хил. лв., в съответствие с данните от счетоводния баланс към края на 2004 г.

Стойността на собствения капитал към 31.12.2004 г. е посочена с размера на финансовия резултат за текущата година в размер на 382 хил. лв. Същият се променя от 183 752 хил. лв. на 183 370 хил. лв.

Корпоративният данък върху печалбата по ЗКПО се променя от 19,5 % на 15 % в съответствие с действащата за 2005 г. данъчна ставка.

Променя се нормата на възвръщаемост от 1,90 % на 1,23 %.

ТЕЦ “Марица 3” АД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно намаления размер на условно-постоянните разходи. По отношение на амортизациите – според дружеството техният размер се прогнозира в зависимост от стойността на активите към края на годината, а не на база отчета за приходи и разходи към полугодieto на 2005 г. По отношение на редуцирането на предложените разходи за ремонт дружеството е посочило, че същите са в рамките на отчетените разходи за 2004 г. и липсва основание за тяхното намаляване. Според ТЕЦ “Марица 3” АД разходите за гориво са необосновано занижени, тъй като с включването в горивния баланс на преработени въглища от “Брикел” ЕАД се повишава ефективността на енергийния блок.

С писмо вх. № к.Е-14-34-9/21.09.2005 г. дружеството е представило подписан договор с “НЕК” ЕАД за продажба на електрическа енергия и мощност за 2005 г., сключен на 21.09.2005 г. Дружеството изразява претенция за промяна на приетите от комисията количества електрическа енергия и разполагаемост при утвърждаване на цените от 01.10.2005 г.

Комисията не приема възражението, тъй като общият подход за електроенергийните дружества при определяне на количествата в прогнозата за 2005 г. е съгласно сключените споразумения към момента на подаване на заявлението, а при липсващи такива се вземат количествата, прогнозирани от “НЕК” ЕАД.

Комисията прилага общия подход за всички дружества относно нивото на УПР, посочен по-горе.

Стойността на условно-постоянните разходи се променя от 10 465 хил. лв. на 8 789 хил. лв.

Стойността на променливите разходи се променя от 14 461 хил. лв. на 10 452 хил. лв. въз основа на актуализирана производствена програма на ТЕЦ “Марица 3” АД по сключен договор с “НЕК” ЕАД и поради необоснованост на икономическата ефективност от преработването на преобладаващата част основно гориво на централата в “Брикел” АД, водещо до значително повишаване на цената за горивото, прогнозните променливи разходи на централата са намалени с 4 009 хил. лв.

Стойността на собствения капитал към 31.12.2004 г. е посочена с размера на финансовия резултат за текущата година в размер на 781 хил. лв. Същият се променя от 19 114 хил. лв. на 18 333 хил. лв.

Дружеството не посочва привлечен капитал. В съответствие с представена допълнителна информация стойността му се коригира от 0 хил. лв. на 1 212 хил. лв. с норма на възвръщаемост на привлечения капитал 2,91 %.

Корпоративният данък върху печалбата по ЗКПО се променя от 19,5 % на 15 %.

Променя се нормата на възвръщаемост от 7,84 % на 1,28 %.

“Топлофикация Русе” ЕАД (блок 4)

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно редуцирането на прогнозните разходи за гориво. Увеличението на прогнозната цена на основното гориво през 2005 г. се дължи на общото повишение на цените на пазара на въглища.

Възражението относно променливите разходи не се приема с мотив, посочен по-долу.

Стойността на условно-постоянните разходи е променена от 6 396 хил. лв. на 5 605 хил. лв. съобразно общия подход, прилаган за всички дружества.

Стойността на променливите разходи е променена от 9 892 хил. лв. на 9 674 хил. лв. Променливите разходи за производство на електрическа енергия от блок 4 на “Топлофикация Русе” ЕАД са намалени с 90 хил. лв. поради недостатъчна обоснованост на разходите за подгрев на блока въз основа на производствената програма и необоснованото им прогнозно увеличение за 2005 г. Отстранена е сумарна грешка в общата сума на променливите разходи в размер на 128 хил. лв.

Стойността на оборотния капитал се променя от 1 612 хил. лв. на 0 хил. лв. в съответствие с представен счетоводен баланс към 31.12.2004 г.

Стойността на привлечения капитал се променя от 25 946 хил. лв. на 25 346 хил. лв. в съответствие с представен счетоводен баланс към 31.12.2004 г.

Нормата на възвръщаемост се променя от 4,05 % на 2,50 %.

ТЕЦ “Варна” ЕАД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие с определянето на общия размер на разходите. Следвало е да бъдат взети предвид отчетни данни не само за 2004 г., но и за периода от 01.01.2005 г. до извършване на регулаторния преглед.

Според дружеството в обосновката за редуциране на разходите за горива комисията неправилно е счела, че наличието на складови наличности с по-ниска доставна стойност води до намаляване на средния размер на разходите за гориво. В тази връзка дружеството посочва, че предложените от него разходи за горива включват складовите наличности с действителната им стойност, към която е прибавена разликата до балансово необходимите количества.

ТЕЦ “Варна” ЕАД изразява несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи. Дружеството счита, че неоснователно са намалени разходите за заплати и осигурителни вноски, тъй като те се определят съглас-

но Наредбата за регулиране на средствата за работна заплата и в сключения колективен трудов договор. Според дружеството неоснователно е и занижаването на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, вкл. разходите за горива, предвид реалното поскъпване на енергоносителите. Тези разходи са оставени на равнище от м. юли 2004 г.

Възражението относно променливите разходи не се приема с мотив, посочен по-долу.

Стойността на условно-постоянните разходи се променя от 43 413 хил. лв. на 36 891 хил. лв. съобразно общия подход, прилаган за всички дружества.

Стойността на променливите разходи се променя от 94 121 хил. лв. на 92 521 хил. лв.

Прогнозният променлив разход за основно гориво на ТЕЦ "Варна" ЕАД за 2005 г. е намален с 1 600 хил. лв. Представените към заявлението справки с данни за техническите показатели и увеличението на цените на вносното основно гориво, включително и данните от представеното допълнително становище от централата, не обосновават значителното повишение на прогнозната цена на горивото. Не е обоснована и отчетната стойност за 2005 г. на значителната складова наличност основно гориво от 2004 г. със среднопретеглена отчетна цена от около 80 лв./т_{нф}.

Стойността на собствения капитал към 31.12.2004 г. е посочена с размера на финансовия резултат за текущата година в размер на 5 402 хил. лв. Същият се променя от 258 429 хил. лв. на 253 027 хил. лв.

Стойността на привлечения капитал се променя от 18 700 хил. лв. на 11 211 хил. лв. в съответствие с представен счетоводен баланс към 31.12.2004 г.

Корпоративният данък върху печалбата по ЗКПО се променя от 19,5 % на 15 %.

Нормата на възвръщаемост се променя от 1,26 % на 1,19 %.

"Национална електрическа компания" ЕАД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно приложения от комисията подход за формиране на цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдителите, според който подход тази цена се формира, като от общите разходи се приспадат прогнозните приходи от клиенти високо напрежение на регулирания пазар, приходите от износа на електрическа енергия и приходите от пренесена електрическа енергия до привилегировани потребители.

Комисията приема този подход за обоснован с три основни аргумента:

— Съгласно § 9, ал. 1 от ПЗР на ЗЕ изключителното право на обществения доставчик за износ на електрическа енергия се ограничава до датата на влизането в сила на акта, с който Република България се признава за пълноправен член на

Европейския съюз. До тази дата приходите от износ на обществения доставчик е необходимо да бъдат отчитани при изчисляването на продажните цени на обществения доставчик така, че да бъде запазена признатата от комисията норма на възвръщаемост на капитала. В противен случай “НЕК” ЕАД би реализирало допълнителни приходи, респективно по-висока от признатата от комисията възвръщаемост, в резултат единствено на даденото на “НЕК” ЕАД от закона преходно монополно право на внос и износ. През тригодишния период на поетапно увеличаване на цените за битовите потребители средната продажна цена на обществения доставчик за ЕРД бе редуцирана с приходите от износ, в резултат на което бе намален натискът върху цените за битовите потребители. Комисията приема, че този подход е в интерес на потребителите и може да бъде прилаган до отпадането на монополното право на “НЕК” ЕАД за внос и износ.

– Алтернативен подход за формиране на цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдителите, е този, при който приходите от износ се отчитат при формирането на цените на всички потребители на “НЕК” ЕАД, включително и за непривилегировани потребители, присъединени към преносната мрежа (клиенти високо напрежение). Това би довело до намаляване на цените за тези потребители и увеличаване на цените за ЕРД, т.е. допълнително увеличаване на цените за потребителите, присъединени към мрежите средно и ниско напрежение. Налице би бил също така негативен ефект върху успешното продължаване на процеса на отваряне на пазара. Намаляването на цените на “НЕК” ЕАД за клиенти високо напрежение би довело до обратния процес на либерализация на пазара - връщане като клиенти на “НЕК” ЕАД на привилегировани потребители, които вече използват правото си на привилегированост и имат сключени двустранни договори с производители, поради нереалистично занижените с приходите от износ цени на “НЕК” ЕАД за непривилегировани потребители.

– “НЕК” ЕАД не е представило в заявлението си за цени предложение за нова тарифна структура или за нови цени за клиенти високо напрежение, което означава, че предлага да бъдат запазени действащите цени за тези потребители, които не отчитат приходи от износ.

Дружеството възразява против начина на определяне на технологичните разходи за пренос, както и количеството на закупената електрическа енергия от ПАВЕЦ. Според дружеството тези разходи се определят конкретно за всяка година в зависимост от структурата на покупките и продажбите.

Възражението е прието и технологичните разходи в ПАВЕЦ са включени в цената за пренос.

“НЕК” ЕАД изразява несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи. Според дружеството предвидената в проекта на решението цена, по която то ще продава електрическа енергия на обществените снабдителите, покрива само разходите за закупена електрическа енергия от независимите про-

изводители, но не и разходите за пренос, управление и диспечиране.

Комисията не приема възражението. Приложен е общият подход, посочен по-горе.

Дружеството възразява относно базирането на подхода за определянето на цените за следващата година върху електроенергийния баланс и количествата купена и продадена електрическа енергия през 2005 г., тъй като според “НЕК” ЕАД цените на електрическата енергия, които предстои да бъдат утвърдени от комисията, ще се прилагат през по-голямата част от 2006 г. при други нива на количествата купена и продадена електрическа енергия.

Комисията не приема възражението, че следва да се приеме електроенергийният баланс за 2006 г., тъй като общият подход за електроенергийните дружества е да се приложи прогнозата за 2005 г.

Дружеството възразява и срещу изваждането на възвръщаемостта от активите на ВЕЦ, собственост на “НЕК” ЕАД, от регулаторната база на активите при определяне на цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдителни, тъй като според него това ще доведе до неравнопоставеност спрямо останалите производители.

Комисията приема възражението и възвръщаемостта е включена в необходимите приходи за производство от производители в състава на “НЕК” ЕАД.

Дружеството възразява и срещу посочената в проекта на решение норма на възвръщаемост 1,46 %. Според него това ще застраши финансовата стабилност на “НЕК” ЕАД предвид предстоящото реструктуриране на компанията и обслужване на текущите кредити.

Стойността на условно-постоянните разходи се променя от 173 458 хил. лв. на 127 058 хил. лв. по общия подход.

Стойността на собствения капитал към 31.12.2004 г. е посочена с размера на финансовия резултат за текущата година в размер на 18 924 хил. лв. Същият се променя от 2 375 672 хил. лв. на 2 356 748 хил. лв., а нормата на възвръщаемост – от 11,03 % на 1,46 % съгласно посочения по-горе подход.

В стойността на краткосрочните пасиви са посочени само краткосрочни задължения в размер на 55 498 хил. лв. вместо 280 477 хил. лв. След направената корекция стойността на оборотния капитал се променя от 536 830 хил. лв. на 311 851 хил. лв.

Разходите на дружеството за закупена енергия и разполагаема мощност са преизчислени по цените на производителите на електрическа енергия, подлежащи на утвърждаване с това решение.

Разходите на дружеството за студен резерв и резерв за услуги са изчислени по цените, подлежащи на утвърждаване с това решение. Размерът на студения резерв е посочен от дружеството на основание заповед на Министъра на енергетиката от 05.10.2004 г.

“Електроразпределение – Столично” АД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи и размера на инвестициите.

Според дружеството непризнаването на несъбираемите вземания в проекта на решение на ДКЕВР е неоснователно.

Дружеството възразява и срещу изваждането на пълния размер на разходите за присъединяване от инвестициите, тъй като според него този размер не се покрива изцяло от цената за присъединяване.

Според “Електроразпределение – Столично” АД с посочените в проекта на решение цени не се компенсира инфлацията, обявена за 2004 г. от Националния статистически институт. Тези възражения са направени и от другите две дружества от пакета – “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД.

Възраженията не се приемат.

По отношение на условно-постоянните разходи комисията счита, че следва да приложи посочения общ подход и да утвърди УПР на нивото на 2004 г.

По отношение на инвестициите комисията е определила среден номинален кумулативен размер на инвестициите за всеки един пакет. Предложените от дружествата стойности на средния номинален размер на инвестициите би довели до голямо увеличение на средните продажни цени за краен потребител, което е недопустимо. Само направените от комисията корекции на инвестициите са довели до следните намаления на увеличенията на средните продажни цени за крайни потребители:

– За “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД от 10,53 % на 6,65 %.

– За “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД от 9,29 % на 5,89 %.

– За “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД от 9,84 % на 6,88 %.

– За “ЕРП Златни пясъци” АД от 24,54 % на 21,78 %.

“Електроразпределение – София област” АД

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, са направени следните корекции.

– Стойността на собствения капитал към 30.06.2004 г. е с включен резултат от текущия период. След корекция стойността на собствения капитал се

променя от 149 705 хил. лв. на 141 287 хил. лв., като съответно нормата на възвръщаемост се променя от 15,53 % на 15,50 %.

– Балансова стойност на активите – коригирана е стойността на дълготрайните активи от 123 766 хил. лв. на 122 384 хил. лв. поради неправилно включени разходи за финансираня.

“Електроразпределение – Плевен” АД

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, е направена следната корекция:

– коригирано е количеството купена енергия от “НЕК” ЕАД съгласно подписаното споразумение за 2005 г. (от 2 503 808 хил. кВтч на 2 560 000 хил. кВтч).

“Електроразпределение – Пловдив” АД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи. Според дружеството структурата на тези разходи показва, че при така посочените в проекта стойности разходите за ремонт и поддръжка и разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите, ще останат неосигурени със средства. Дружеството също така счита, че непризнаването на несъбираемите вземания в проекта на решение на ДКЕВР е неоснователно. Същото изразява и несъгласие с невключването на амортизациите за инвестиции в общия размер на разходите. Тези възражения са направени и от другото дружество от пакета – “Електроразпределение – Стара Загора” АД.

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, са направени следните корекции.

– Не са изпълнени изискванията на т.19.6 от Указанията, като в размера на амортизациите е включен средният кумулативен размер на амортизацията за инвестиции в размер на 11 505 хил. лв. Стойността на амортизациите е променена от 25 312 хил. лв. на 13 986 хил. лв.

– Неправилно е изчислена нормата на възвръщаемост на капитала – в стойността на собствения капитал е включен и резултатът от текущия период към 30.06.2004 г. в размер на 8 670 хил. лв. След направената корекция нормата на възвръщаемост е променена от 15,63 % на 15,61 %.

– В стойността на необходимите приходи не е включена предложената от дружеството корекция вследствие изместване на регулаторния период.

“Електроразпределение – Стара Загора” АД

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, са направени следните корекции.

– Отстранена е техническа грешка – от регулаторната база на активите са извадени активите от финансираня в размер на 100 хил. лв. Коригирана е посочената нетна стойност на активите от 123 472 хил. лв. на 123 168 хил. лв. съгласно указанията на комисията.

– Коригиран е размерът на амортизациите (в сумата е включен средният кумулативен размер на амортизацията за инвестиции в размер на 6 792 хил. лв.) от 25 996 хил. лв. на 19 226 хил. лв.

– Коригирана е нормата на възвръщаемост на капитала (стойността на собствения капитал към 30.06.2004 г. е посочена в размер на 200 648 хил. лв. вместо 206 865 хил. лв.) от 15,55 % на 15,56 %.

– В стойността на необходимите приходи не е включена предложената от дружеството корекция следствие изместване на регулаторния период.

“Електроразпределение – Горна Оряховица” АД

В становището си след откритото заседание дружеството е изразило несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи и непризнаването на несъбираемите вземания в проекта на решение на ДКЕВР. Според дружеството новите цени следва да компенсират също и необходимите приходи за периода от 01.01.2005 г. до 01.10.2005 г. Тези възражения са направени и от другото дружество в пакета – “Електроразпределение - Варна” АД.

Възраженията не се приемат с аргументите, посочени по-горе.

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, са направени следните корекции.

– Стойността на амортизациите е променена от 19 214 хил. лв. на 13 400 хил. лв. съгласно Указанията на комисията.

– Стойността на собствения капитал към 30.06.2004 г. е с включен резултат от текущия период. След корекция стойността на собствения капитал се променя от 143 073 хил. лв. на 134 929 хил. лв., като съответно нормата на възвръщаемост се променя от 15,08 % на 15,03 %.

“Електроразпределение – Варна” АД

След направения преглед на цялата информация, представена от дружеството, са направени следните корекции.

– Стойността на амортизациите е променена от 13 915 хил. лв. на 10 000 хил. лв. съгласно Указанията на комисията.

– Стойността на собствения капитал към 30.06.2004 г. е с включен резултат от текущия период. След корекция стойността на собствения капитал се променя от 145 905 хил. лв. на 136 650 хил. лв., като съответно нормата на възвръщаемост се променя от 15,42 % на 15,38 %.

“ЕРП Златни пясъци” АД

“ЕРП Златни пясъци” АД изразява несъгласие относно редуцирането на условно-постоянните разходи и размера на инвестициите.

Прогнозираните условно-постоянни разходи са в размер на 1 492 хил. лв. или с 3 % повече от отчетените.

В резултат на горното комисията счита, че на дружествата могат да бъдат одобрени следните ценообразуващи елементи:

1. Производство на електрическа енергия

№	Дружество	Регулаторна база на активите, хил. лв.	Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %	Необходими годишни приходи, хил. лв.
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	1 399 410	1,18	614 960
2	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	175 748	1,23	136 868
3	ТЕЦ "Марица 3" АД	17 963	1,28	19 471
4	"Топлофикация Русе" ЕАД (блок 4)	17 470	2,50	15 716
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	277 423	1,19	132 715

2. “Национална електрическа компания” ЕАД

2.1. За обществена доставка:

- необходими годишни приходи – 1 327 187 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 813 657 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,46 %.

2.2. За пренос на електрическа енергия:

- необходимими годишни приходи – 334 431 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 511 339 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 1,46 %.

3. Обществено снабдяване с електрическа енергия

3.1. Общо за “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД :

- необходимими приходи – 750 148 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 542 223 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,52 %.

3.2. Общо за “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД:

- необходимими приходи – 651 885 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 373 613 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,58 %.

3.3. Общо за “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД:

- необходимими приходи – 478 012 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 301 365 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,21 %.

3.4. “ЕРП Златни пясъци” АД:

- необходимими приходи – 6462 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 8543 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,99 %.

4. Пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на средно напрежение

4.1. За “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД – 13,78 лв./МВтч при общи:

- необходимими приходи – 103 591 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 249 290 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,52 %.

4.2. За “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение –

Стара Загора” АД – 13,91 лв./МВтч при общи:

- необходимими приходи – 92 040 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 174 972 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,58 %.

4.3. За “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД – 13,50 лв./МВтч при общи:

- необходимими приходи – 64 576 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 120 107 хил. лв.;
- норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане – 15,21 %.

ПО Т. IV ОТ РЕГУЛАТОРНИЯ ПРЕГЛЕД

Утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроенергийните дружества, включително цени за пренос

Утвърждаването на цените е последната стъпка от регулаторния преглед.

Цени за продажба на електрическа енергия от производители на обществения доставчик

Цените на електрическа енергия, по които производителите продават на обществения доставчик, се образуват въз основа на необходимите годишни приходи. Те включват цена за мощност и цена за енергия (чл.19 от НРЦЕЕ).

Преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВЕЦ, се определят като не по-ниски от 80 на сто от средната продажна цена за битови потребители в страната за предходната календарна година (чл.33, ал.2 от ЗЕ). Комисията счита, че трябва да утвърди тази стойност на преференциалните цени, която е 79,44 лв./МВтч, съответстваща на 80 на сто от 99,30 лв./МВтч.

Преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от централи с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, ще бъдат определени с решението на комисията за цени на топлинната енергия.

В съответствие с Указанията за ценообразуването при производство на електрическа енергия, приети с решение на комисията № 29 от 10.05.2004 г., цената за мощност се получава като отношение между сумата на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта и разполагаемостта на предоставената мощност, а цената за енергия – като отношение между променливите разходи и произведената нетна електрическа енергия.

След отчитане на горните обстоятелства комисията счита, че може да утвърди вследствие на признатите необходими приходи следните цени, по които производителите продават електрическа енергия на обществения доставчик, както следва:

№	Дружество	Цена за енергия, лв./МВтч	Цена за разполагаемост, лв./МВт.ч
1	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	14,27	20,38
2	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	48,56	10,68
3	ТЕЦ "Марица 3" АД	49,77	13,01
4	"Топлофикация Русе" ЕАД (блок 4)	48,42	7,79
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	43,85	4,51
6	ТЕЦ "Марица - Изток 2" ЕАД	30,51	

Цена на електрическата енергия, по която общественият доставчик продава на обществените снабдители и на непривилегированите потребители, присъединени към преносната мрежа

Цената при продажба на електрическа енергия от обществения доставчик на обществените снабдители и на непривилегировани потребители, присъединени към преносната мрежа, се основава върху необходимите годишни приходи (чл.20 от НРЦЕЕ). За първата година от регулаторния период, съгласно Указанията (чл.38), тарифната структура е базирана на съществуващата към м. юли 2004 г. Общественият доставчик ("НЕК" ЕАД) не е направил предложение за промяна на тарифните цени на непривилегировани потребители, присъединени към преносната мрежа. Комисията счита, че с това общественият доставчик приема досегашния принцип за образуване на цените за обществените снабдители, а именно при отчитане на приходите от износ в цената за обществените снабдители.

Цената на електрическата енергия, по която общественият доставчик продава на обществените снабдители, се определя по следната формула:

$$Ц_{\text{ср}} = \frac{P_e + P_{\text{пп}} - П_{\text{п}} - П_{\text{износ}} - П_{\text{пе}}}{E_{\text{ос}}},$$

където:

$Ц_{\text{ср}}$ е цена на електрическата енергия, по която общественият доставчик продава на обществените снабдители, лв./МВтч;

P_e – разходи на обществения доставчик за купена електрическа енергия от производители, лв.;

$P_{\text{пп}}$ – признати разходи и възвръщаемост на преносното предприятие, лв.;

$P_{\text{п}}$ – приходи от потребители, присъединени към преносната мрежа, лв.;
 $P_{\text{износ}}$ – приходи от износ съгласно сключени договори, лв.;
 $P_{\text{пе}}$ – приходи от пренесена енергия за привилегировани потребители на нерегулирания пазар, лв.

$E_{\text{ос}}$ – електрическа енергия за продажба от обществения доставчик на обществените снабдители, МВтч.

Поради наличие във формулата на ценообразуващ елемент, който не е бил известен на “НЕК” ЕАД при подаването на заявлението за цени, тъй като зависи от решение на комисията (а именно разходи на обществения доставчик за купена електрическа енергия от производители, които са производни на утвърдените от комисията цени на производителите), “НЕК” ЕАД е предложило останалите ценообразуващи елементи, а комисията е направила съответните изчисления.

При отчитане на горните обстоятелства комисията счита, че въз основа на признатите необходими приходи и цените на производителите, посочени по-горе, може да утвърди цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдители, както и цената за продажба между съседни обществени снабдители, а именно 57,43 лв./МВтч.

Поради изтъкнатия по-горе факт, че “НЕК” ЕАД не е предложило промяна на цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия на непривилегировани потребители, пряко присъединени към преносната мрежа, тя остава непроменена.

Цена за пренос на електрическа енергия по преносната мрежа

Цената за услугата по преноса се основава на необходимите годишни приходи (чл.21 от НРЦЕЕ). За първата година от регулаторния период комисията приема, че следва да бъде утвърдена еднокомпонентна цена

В съответствие с указанията за ценообразуване при производство на електрическа енергия, приети с решение на комисията № 29 от 10.05.2004 г., цената за пренос се получава по следната формула:

$$C_{\text{пр}} = \frac{NP + P_{\text{ду}} + P_{\text{ср}} + TP_{\text{пр}}}{E_{\text{д}} \cdot (1 - TP_{\text{п}} P / 100)},$$

където:

NP са необходими приходи, хил. лв.;

$P_{\text{ду}}$ – разходи за допълнителни услуги, хил. лв.;

$P_{\text{ср}}$ – разходи за студен резерв, хил. лв.;
 $TR_{\text{пр}}$ – технологични разходи по преноса, хил. лв.;
 $TR_{\text{п}} P$ – технологични разходи по преноса, %;
 $E_{\text{д}}$ – доставена в мрежата електрическа енергия за продажба и пренос, МВтч.

След отчитане на горните обстоятелства комисията счита, че може да утвърди цена за пренос в размер на 9,31 лв./МВтч при признатите от комисията необходими приходи и другите показатели по формулата, така както са предложени от “НЕК” ЕАД.

Цени за продажба на електрическа енергия от обществените снабдители на непривилегировани потребители

Цените при продажба на електрическа енергия от обществен снабдител на непривилегировани потребители се основават върху необходимите годишни приходи (чл.22 от НРЦЕЕ).

Цените могат да бъдат различни по групи потребители, ако това е обосновано чрез проучване на стойността на услугата (чл.16, ал. 2 от НРЦЕЕ). Такова проучване не е представено от нито един от обществените снабдители, независимо че някои са предложили въвеждане на различни тарифни структури (“цена за предоставена мощност”и пр.) Поради това комисията счита, че следва да утвърди цени по съществуващата тарифна структура в съответствие с чл. 38 от Указанията.

Цените за крайните потребители в рамките на един пакет се изменят на базата на изменението на сумата на одобрените приходи на ЕРД от един пакет за първия регулаторен период в сравнение с одобрените им приходи към юли 2004 г. (чл. 39.1 от Указанията).

Конкретното изменение на тарифните цени е определено при спазване на изискването за изравняване на средните продажни цени за потребителите на ниско напрежение (чл. 39.2 от Указанията).

Комисията приема, че цените за битови потребители са достигнали нивото, което покрива разходите за снабдяването им с електрическа енергия. Поради това, че се утвърждават разходи на нивото на 2004 г., цените за битови потребители трябва да останат непроменени. Това се налага и поради факта, че традиционно те са били винаги едни и същи за цялата страна и е необходима подготовка на общественото мнение за възприемането на регионални цени.

За разлика от цените за битови потребители, цените за стопански потребители са останали непроменени през този тригодишен период. Към настоящия момент те не съответстват на свързаните с тях разходи на енергийните предприятия и следва да бъдат променени в изпълнение на принципа за равнопоставеност

между групите потребители, регламентиран в чл. 23, ал. 1, т. 3 от ЗЕ.

Комисията е разпределила утвърдените от нея необходими приходи между групите потребители, като е запазила предложените от дружествата съотношения. Утвърдените единни цени на електрическа енергия за битови нужди не водят до отклонения на тези съотношения с повече от 1-2 на сто, което дава основание на комисията да счита, че няма нарушение на принципа за забрана на кръстосано субсидиране между групите потребители.

Тези отклонения ще бъдат коригирани за следващия регулаторен период след резултатите от прилагането на въведената от електроразпределителните дружества единна система за счетоводно отчитане.

След отчитане на горните обстоятелства комисията счита, че може да утвърди въз основа на признатите необходими приходи цени за крайни потребители по пакети при следните условия:

– цените за битови потребители остават непроменени в сравнение с действащите, като отпада защитното стъпало до 50 кВтч нощна енергия за потребители, неприсъединени към топлопреносната мрежа;

– цените за стопански потребители на ниско напрежение се изравняват с тези за битови потребители;

– цените за стопански потребители на средно напрежение се увеличават с 5 на сто спрямо действащите.

I. Цени, по които “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД продават електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,190
	дневна	0,089	0,118
	нощна	0,055	0,072
С две скали	дневна	0,114	0,152
	нощна	0,055	0,072
С една скала		0,109	0,145

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174
	нощна	цялото потребление	0,093
С една скала		до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174

II. Цени, по които “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД продават електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,184
	дневна	0,089	0,114
	нощна	0,055	0,070
С две скали	дневна	0,114	0,147
	нощна	0,055	0,070
С една скала		0,109	0,140

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Месечно потребление	Цена, лв./кВтч
С две скали	дневна	до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174
	нощна	цялото потребление	0,093
С една скала		до 75 кВтч	0,098
		над 75 кВтч	0,174

III. Цени, по които “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД продават електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение, включително за улично осветление:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,189
	дневна	0,089	0,117
	нощна	0,055	0,072
С две скали	дневна	0,114	0,151
	нощна	0,055	0,072
С една скала		0,109	0,144

2. На битови потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч	
		ниво на напрежение	
		СН	НН
С три скали	върхова	0,144	0,189
	дневна	0,089	0,117
	нощна	0,055	0,072
С две скали	дневна	0,114	0,151
	нощна	0,055	0,072
С една скала		0,109	0,144

IV. Цени, по които “ЕРП Златни пясъци” АД продава електрическа енергия:

1. На стопански потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи на средно и ниско напрежение:

Начин на измерване	Зони в денонощието	Цена, лв./кВтч
		ниво на напрежение
		НН
С три скали	върхова	0,199
	дневна	0,123
	нощна	0,076
С две скали	дневна	0,159
	нощна	0,076
С една скала		0,151

V. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи:

Цената за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи се основава върху необходимите годишни приходи (чл.23, ал.1 от НРЦЕЕ).

Цената за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на средно напрежение е определена по формулата от Указанията на комисията, както следва:

$$\Pi_{p.cn} = \frac{P_{p.cn}}{E_{cn}},$$

където:

$\Pi_{p.cn}$ е цена за разпределение на средно напрежение, лв./кВтч;

$P_{p.cn}$ – постоянни разходи (включително възвръщаемост) и променливи разходи на ЕРД за дейността разпределение на електрическа енергия по електроразпределителна мрежа високо и средно напрежение, лв.;

E_{cn} – прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на средно напрежение и доставената енергия в мрежа ниско напрежение, кВтч.

Условно-постоянните разходи и възвръщаемостта са определени на база представените от дружествата справки в заявленията за цени за алокирането им към дейностите разпределение и снабдяване и методиката за алокиране на разходите по нива на напрежение.

Прогнозното потребление на електрическа енергия от потребители на средно напрежение и доставената енергия в мрежа ниско напрежение е определено на база представени от дружествата справки в заявленията за цени.

След отчитане на горните обстоятелства комисията счита, че може да утвърди следните цени за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на средно напрежение, както следва:

1. За “Електроразпределение – Столично” АД, “Електроразпределение – София област” АД и “Електроразпределение – Плевен” АД – 13,78 лв./МВтч.
2. За “Електроразпределение – Пловдив” АД и “Електроразпределение – Стара Загора” АД – 13,91 лв./МВтч.
3. За “Електроразпределение – Горна Оряховица” АД и “Електроразпределение – Варна” АД – 13,50 лв./МВтч.

Настоящите мотиви са неразделна част от решение № Ц-018/27.09.2005 г. и са приети с решение на ДКЕВР по протокол № 138/18.10.2005 г.

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ **на природния газ,** **считано от 1 октомври 2005 г.**

Решение на ДКЕВР № Ц-019 от 29 септември 2002 г.

ДКЕВР на закрито заседание, проведено на 29.09.2005 г., след като разгледа доклад за утвърждаване на пределни цени при продажба от обществения доставчик на обществения снабдител и на потребители, присъединени към преносната мрежа, на пределни цени при продажба от обществения доставчик на потребители, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и произтичащото от това изменение на пределни цени при продажба на природен газ от обществените снабдители, прие за установено следното.

Със заявление с вх. № Е-15-20-18/12.09.2005 г. “Булгаргаз” ЕАД е представило в ДКЕВР предложение за утвърждаване за IV тримесечие на 2005 г. на цени за продажба на природен газ от обществения доставчик на обществените снабдители и на потребители, присъединени към газопреносната мрежа, както и на цени за продажба на природен газ на потребители, присъединени към газоразпределителната мрежа.

С резолюция на председателя на комисията по заявлението е образувана преписка № ПЦ-59 от 2005 г. и със заповед № Е-3-155/12.09.2005 г. е определена работна група за нейното проучване.

Предложението за утвърждаване на цени е анализирано от работната група. С писмо с изх. № Е-15-20-17/23.08.2005 г. тя е изискала от “Булгаргаз” ЕАД информация относно количествата и цените по сключените договори за внос и местен добив на природен газ.

Въз основа на направеното проучване на обстоятелствата по преписката и от анализа на получената от дружеството информация е установено, че са налице данни за изменение на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа за IV тримесечие на 2005 г. Тази констатация е потвърдена и на организираното за разглеждане на преписката открито заседание на ДКЕВР, проведено на 19.09.2005 г.

Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа е регламентирана от чл.17, ал. 3 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ и не подлежи на утвърждаване от ДКЕВР като самостоятелна цена, а представлява един от компонентите, от които се формира пределната цена на природния газ при продажба от обществения доставчик на потребители, присъединени към газопреносната мрежа.

Другият компонент, който участва във формирането на пределната цена на природния газ при продажба от обществения доставчик, е утвърдената с ре-

шение на ДКЕВР № Ц-001 от 10.02.2005 г. цена за пренос на природен газ по газопреносната мрежа – 19.73 лв./1000 м³ (без ДДС).

Елементите на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа са се изменили за IV тримесечие на 2005 г. спрямо III тримесечие на годината по следния начин.

Котировките на алтернативните горива за последните три месеца се променят, като:

- цените на мазут със съдържание на сяра 1 % нарастват с 15,92 %;
- цените на мазут със съдържание на сяра 3,5 % нарастват с 13,94 %;
- цените на газьола със съдържание на сяра 0,2 % нарастват с 20,68 %.

Валутният курс на лева към щатския долар за период от 30 дни, предхождащ внасянето на предложението, отчита увеличение от 1,55708 лв. на 1,58483 лв. за един долар, т.е. с 1,8 %.

В резултат на повишените цени на алтернативните горива цените на природния газ по сключените от “Булгаргаз” ЕАД договори за внос и местен добив нарастват, като анализ на този процес е направен в доклада по преписката. В условията на договорите е предвидено, че цената на закупувания от дружеството на входа на газопреносната мрежа природен газ се променя всеки тримесечен период в зависимост от промяната на цените на алтернативните горива. Размерът на тези цени зависи от количествата на доставяния природен газ по договорите на “Булгаргаз” ЕАД с газоразпределителните дружества и директно присъединените потребители.

Комисията счита, че увеличението на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа за IV тримесечие на годината ще намали значително средното потребление за страната. Следователно количествата по договорите за доставка на природен газ с най-високи цени могат да бъдат намалени до нива, които няма да задействат клаузата “Вземай или плащай” по сключените от “Булгаргаз” ЕАД договори, както следва:

1) по договора с “Овергаз Инк.” АД – с 50 000 хил. м³ по-малко от предложените от газопреносното предприятие;

2) по договор с “Wintershall Erdgas Handelshaus Zug AG” – с 48 000 хил. м³ по-малко от предложените от газопреносното предприятие.

Комисията приема, че е посоченото в заявлението на “Булгаргаз” ЕАД увеличение на потреблението на природен газ през IV тримесечие на 2005 г. е нереално и поради това коригира стойностите на потреблението, посочени от заявителя, до размери, които отговарят на реалистично очакваната консумация.

Вследствие на намалените количества за доставка на природен газ цената на входа на газопреносната мрежа е **257,18 лв./1000 м³**, т.е. с **10,39 лв./1000 м³** по-ниска от предложената от газопреносното дружество (267,57 лв./1000 м³). Съответно цената за продажба на природен газ от обществения доставчик се

повишава с 18,11 % или от **234,46 лв./1000 м³** (без ДДС) на **276,91 лв./1000 м³** (без ДДС).

Цената за продажба от “Булгаргаз” ЕАД е образувана с цена за пренос по газопреносната мрежа – 19,73 лв./1000 м³ (без ДДС).

С утвърждаването на пределни цени за продажба на природен газ от обществения доставчик “Булгаргаз” ЕАД следва да се изменят и нови пределни цени за продажба на природен газ от обществените снабдители на потребители, присъединени към газоразпределителните мрежи. Изменението се дължи на по-високата цена, по която те ще купуват природния газ от обществения доставчик “Булгаргаз” ЕАД.

Цените за продажба на природен газ от обществените снабдители са образувани в съответствие с изменението на цените за продажба на природен газ от обществения доставчик и с действащите цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи, собственост на съответните дружества.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, т. 6 и чл. 30, ал. 1, т. 5 и т. 6 от Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 107 от 2003 г.), и чл. 21 от Наредбата за регулиране на цените на природния газ (обн., ДВ, бр. 55 от 2004 г.),

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Утвърждава, считано от 01.10.2005 г.,

1. Пределна цена на природен газ при продажба от обществения доставчик на обществените снабдители и на потребители, присъединени към газопреносната мрежа

276,91 лв./1000 м³ (без ДДС)

2. Пределна цена на природен газ при продажба от обществения доставчик на потребители, присъединени към газоразпределителната мрежа

284,63 лв./1000 м³ (без ДДС)

3. Изменя утвърдените пределни цени при продажба на природен газ (без ДДС) от обществените снабдители, считано от 01. 10. 2005 г., както следва:

№	Обществен снабдител	Пределна продажна цена от обществения снабдител, лв./1000 м ³ (без ДДС)		
		П	ОА и Т	Б
1	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Добрич	335,37	461,26	475,18
2	"Черноморска технологична компания" АД, гр. Търговище	350,62	455,47	492,53
3	"Черноморска технологична компания" АД, регион Мизия	340,45	455,97	517,06
4	"Черноморска технологична компания" АД, регион Добруджа	339,49	462,27	501,35
5	"Комекес" АД, гр. Самоков	321,11	443,39	559,68
6	"Хебросгаз" АД, гр. Пазарджик			489,24
	до 10 000 м ³	379,79		
	от 10 001 до 100 000 м ³	341,11		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	314,73		
	над 1 000 000 м ³	311,80		
	до 1 000 000 м ³		423,50	
	над 1 000 000 м ³		377,46	
7	"Хебросгаз" АД, гр. Пещера			537,40
	до 100 000 м ³	353,61		
	над 100 000 м ³	349,94		
	до 10 000 м ³		527,52	
	от 10 001 до 100 000 м ³		465,57	
	над 100 000 м ³		446,71	
8	"Ямболгаз 92" АД, гр. Ямбол			540,89
	до 100 000 м ³	336,25		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	333,87		
	над 1 000 000 м ³	327,48		
	до 10 000 м ³		462,75	
	от 10 001 до 100 001 м ³		456,91	
	над 100 000 м ³		450,50	

1	2	3	4	5
9	"Ловечгаз- 96" АД, гр. Ловеч			498,59
	до 100 000 м ³	349,80		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	343,21		
	над 1 000 000 м ³	340,02		
	до 10 000 м ³		465,13	
	от 10 001 до 100 000 м ³		437,15	
	над 100 000 м ³		420,73	
10	"Монтанагаз" АД, гр. Монтана			516,79
	до 10 000 м ³	425,63		
	от 10 001 до 100 000 м ³	375,96		
	над 100 000 м ³	340,07		
	до 100 000 м ³		434,65	
	от 100 001 до 1 000 000 м ³		421,60	
	над 1 000 000 м ³		412,64	
11	"Газоснабдяване Нова Загора" АД		476,32	548,58
	до 100 000 м ³	368,38		
	над 100 000 м ³	351,78		
12	"Газоснабдяване Първомай" АД			498,70
	до 100 000 м ³	330,55		
	над 100 000 м ³	323,90		
	до 10 000 м ³		458,08	
	от 10 001 до 100 000 м ³		453,96	
	над 100 000 м ³		438,92	
13	"Газоснабдяване Стара Загора" ООД			520,77
	до 100 000 м ³	364,92	397,85	
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	323,09	385,82	
	над 1 000 000 м ³	308,77	361,30	
14	"Газоснабдяване Враца" АД, гр. Мездра			482,84
	до 10 000 м ³		427,50	
	над 10 000 м ³		410,56	
	до 1 000 000 м ³	318,57		
	над 1 000 000 м ³	315,67		

1	2	3	4	5
15	"Газоснабдяване Разград" АД, гр. Разград			536,13
	до 100 000 м ³	394,78		
	над 100 000 м ³	369,01		
	до 10 000 м ³		516,97	
	от 10 001 до 100 000 м ³		476,38	
	над 100 000 м ³		425,29	
16	"Газоснабдяване Разград" АД, гр. Исперих	364,33	440,29	530,45
17	"Газоснабдяване Попово" АД	350,32	404,65	490,76
18	"Плевенгаз" ЕАД, гр. Левски	434,61	493,15	586,68
19	"Газоснабдяване Асеновград" АД			510,32
	до 100 000 м ³	356,94	431,92	
	над 100 000 м ³	354,52	412,12	
20	"СофияГаз" ЕАД, СОР Банка			502,71
	до 10 000 м ³		451,88	
	от 10 001 до 100 000 м ³		439,41	
	над 100 000 м ³		434,28	
21	"СофияГаз" ЕАД, общ. Божурище			531,32
	до 10 000 м ³		449,30	
	над 10 000 м ³		438,77	
	до 100 000 м ³	403,25		
	над 100 000 м ³	359,60		
22	"Балкангаз- 2000" АД, гр. Ботевград	315,23	341,32	411,54
23	"Севлиевогаз- 2000" АД, гр. Севлиево	340,05	371,73	425,22
24	"Примагаз" АД, гр. Варна	348,23	418,37	522,76
25	"Газоснабдяване Нови Пазар" АД			497,20
	до 100 000 м ³	414,52		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	312,81		
	над 1 000 000 м ³	288,76		
	до 100 000 м ³		442,21	
	над 100 000 м ³		414,05	
26	"Газоснабдяване Хасково" АД	346,80	405,50	474,82

1	2	3	4	5
27	"Велбъждгаз" АД, гр. Кюстендил			517,05
	до 100 000 м ³	353,02		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	332,95		
	над 1 000 000 м ³	313,08		
	до 100 000 м ³		450,72	
	от 100 001 до 1 000 000 м ³		434,39	
28	"Кожухгаз" АД, гр. Петрич			577,84
	до 100 000 м ³	409,91		
	от 100 001 до 1 000 000 м ³	390,23		
	над 1 000 000 м ³	332,93		
	до 100 000 м ³		443,97	
	над 100 000 м ³		407,86	
29	"Каварнагаз" ООД, гр. Каварна	271,46	262,41	420,48
30	"Газинженеринг" ООД, гр. Долни Дъбник	247,21	282,79	310,12
31	"Камено-газ" ЕООД, гр. Камено	340,15	392,53	546,60
32	"Кнежагаз" ООД, гр. Кнежа	262,80	311,10	430,89
33	"Софиягаз" ЕАД, Столична община			512,86
	до 10 000 м ³ /год, вкл.	403,00	430,66	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	376,14	400,03	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	356,50	365,11	
	над 1 000 000 м ³ /год	323,64	344,17	
34	"Газоснабдяване Русе" ЕАД, гр. Русе			511,65
	до 10 000 м ³ /год, вкл.		430,18	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	372,97	410,20	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	357,14	365,13	
	над 1 000 000 м ³ /год	325,46	344,02	
35	"Варнагаз" АД, гр. Варна			506,02
	до 10 000 м ³ /год, вкл.		444,21	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	362,50	408,54	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	337,98	369,30	
	над 1 000 000 м ³ /год	322,34	351,10	

1	2	3	4	5
36	"Раховецгаз 96", общ. Горна Оряховица			566,03
	до 10 000 м ³ /год, вкл.	419,45	485,55	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	411,30	454,24	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	388,74	419,35	
	над 1 000 000 м ³ /год	379,05		
37	"Раховецгаз 96", общ. Велико Търново			527,88
	до 10 000 м ³ /год, вкл.		420,88	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	352,53	386,64	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	337,89	369,53	
	до 10 000 000 м ³ /год, вкл.	328,30		
	над 10 000 000 м ³ /год	319,66		
38	"Раховецгаз 96", общ. Лясковец			567,27
	до 10 000 м ³ /год, вкл.	447,25	510,14	
	до 100 000 м ³ /год, вкл.	422,36	488,70	
	до 1 000 000 м ³ /год, вкл.	404,26	462,61	
	над 1 000 000 м ³ /год	386,94		

Забележка.

Цените са в лв. за 1000 м³ (измерени при температура 20 °С и налягане 101 325 Pa)

*П – промишлени потребители

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

***Б – битови потребители

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 14 (четирнадесет) дневен срок.

Председател:
Проф. д-н инж. К. Шушулов
 Главен секретар:
Инж. А. Илиева

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИТЕ
на топлинната енергия,
считано от 1 октомври 2005 г.

*Решение на ДКЕВР № Ц-020 от 25 октомври 2005 г.
и Протоколно решение № 146 от 7 ноември 2005 г., т. 1*

На основание чл. 21, т. 6, чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 2, т. 3 и т. 8, чл. 33 и чл. 151, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 2 от Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, т. 1 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията на ДКЕВР за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 5 юли 2004 г. и № 60 от 29 септември 2004 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Утвърждава, считано от 01.11.2005 г.,

I. Елементи на цените по т. II и т. III за следните лицензианти:

№	Дружество	Необходими приходи, хил. лв.	Регулаторна база на активите, хил. лв.	Норма на възвръщаемост, %
1	"Топлофикация София" АД	326 502	372 114	3,46
2	"Топлофикация Пловдив" ЕАД	34 101	39 711	4,04
3	"Топлофикация Плевен" ЕАД	27 073	15 853	5,12
4	"Топлофикация Шумен" ЕАД	5 755	10 834	3,63
5	"Топлофикация Варна" ЕАД	7 549	7 503	6,84
6	"Топлофикация Враца" ЕАД	9 745	13 549	4,15
7	"Топлофикация Русе" ЕАД	43 707	57 974	4,74
8	"Топлофикация Перник" ЕАД	36 369	34 827	3,79
9	"Топлофикация Сливен" ЕАД	14 037	12380	5,97
10	"Топлофикация Габрово" ЕАД	3 734	4 865	3,62
11	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	4 668	6 276	5,32
12	"Топлофикация Бургас" ЕАД	14 672	12 621	4,78
13	"Топлофикация Разград" ЕАД	2 146	2 767	4,82

1	2	3	4	5
14	"Топлофикация ВТ" АД	5 287	3 589	3,80
15	"Топлофикация Ямбол" ЕАД	484	458	5,89
16	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	2 213	4 127	2,41
17	"Брикел" АД	66 227	21 839	8,24
18	ТЕЦ "Свилоза" АД	30 622	7894	9,23
19	"Девен" АД	102 012	46 804	7,23
20	"Захарни заводи" АД	6 761	8 071	7,72
21	"Видахим" АД	39 372	5 818	9,87
22	"Ямболен" АД	11 350	556	8,24

II. Преференциални цени на електрическа енергия без ДДС, произведена по комбиниран начин, и пределни цени на топлинна енергия:

№	Дружество	Цена на електрическа енергия, лв./МВтч	Цена на водна пара, лв./МВтч	Цена на гореща вода	
				цена за енергия, лв./МВтч	цена за мощност, лв./кВт/год.
1	"Топлофикация София" АД	80,00	87,59	46,54	10,53
2	"Топлофикация Пловдив" ЕАД	80,00	120,94	50,98	8,31
3	"Топлофикация Плевен" ЕАД	80,00	68,64	48,56	10,84
4	"Топлофикация Шумен" ЕАД	80,00	47,30	53,09	12,97
5	"Топлофикация Варна" ЕАД	85,00		47,38	13,94
6	"Топлофикация Враца" ЕАД	85,00		52,77	9,04
7	"Топлофикация Русе" ЕАД	79,44	69,04	34,39	12,38
8	"Топлофикация Перник" ЕАД	79,44	39,68	41,52	10,69
9	"Топлофикация Сливен" ЕАД	79,44	89,80	52,05	8,99
10	"Топлофикация Габрово" ЕАД	79,44	112,55	65,08	9,85
11	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	120,00	80,76	81,50	10,55
12	"Топлофикация Бургас" ЕАД		67,33	47,64	12,89
13	"Топлофикация Разград" ЕАД		54,59	47,67	11,24
14	"Топлофикация ВТ" АД			72,06	9,78
15	"Топлофикация Ямбол" ЕАД		73,20	58,80	11,21
16	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД			24,30	
17	"Брикел" АД	79,44		37,09	
18	ТЕЦ "Свилоза" АД	79,44	27,87	30,01	

1	2	3	4	5	6
19	"Девен" АД	79,44		19,59*	35.04*
20	"Захарни заводи" АД	79,44	43,73		
21	"Видахим" АД	88,94			
22	"Ямболен" АД		48,48		

* Цените са за топлинна енергия с топлоносител водна пара.

III. Преференциална цена за енергия без ДДС за асоциация по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ за следните лицензианти :

- “Топлофикация София” АД – 44,22 лв./МВтч;
- “Топлофикация Пловдив” ЕАД – 47,90 лв./МВтч.

IV. Цени за присъединяване без ДДС на нови потребители на топлинна енергия за “Топлофикация Ямбол” ЕАД:

Вид топлоносител	Цени, лв.						
	100 кВт	300 кВт	600 кВт	1000 кВт	1500 кВт	2000 кВт	> 2000 кВт
Гореща вода	378	421	488	573	683	792	902
Водна пара	371	421	495	594	718	842	966

Решението подлежи на обжалване пред Върховен административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

Председател:
Проф. д-р инж. К. Шушулов
 Главен секретар:
Инж. А. Илиева

МОТИВИ
към Решение на ДКЕВР
№ Ц-20 от 25 октомври 2005 г.

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, на закрито заседание, проведено на 25.10.2005 г., като разгледа доклади с № Е-ДК-241/10.06.2005 г., № Е-ДК-450/19.09.2005 г. и № Е-ДК-523/04.11.2005 г. от преписка

№ ПЦ-49/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-01-21/04.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация София” АД; като разгледа преписка № ПЦ-47/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-02-21/01.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Пловдив” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-35/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-04-15/06.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Плевен” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-53/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-08-9/26.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Шумен” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-29/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-15-10/31.05.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Варна” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-33/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-06-15/02.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Враца” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-42/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-09-12/14.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Русе” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-45/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-03-12/30.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Перник” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-28/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-07-9/31.05.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Сливен” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-32/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-11-7/01.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Габрово” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-24/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-10-11/30.05.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Казанлък” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-52/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-13-10/18.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадено от “Топлофикация Бургас” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-46/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-16-6/01.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадено от “Топлофикация Разград” ЕАД; като разгледа преписка ПЦ-30/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-05-12/31.05.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадено от “Топлофикация ВТ” АД; като разгледа преписка № ПЦ-56/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-14-6/15.08.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Топлофикация Ямбол” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-21/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-24-13/27.05.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинната енергия, подадено от АЕЦ “Козлодуй” ЕАД; като разгледа преписка № ПЦ-55/2005 г., образувана

по заявление с вх. № Е-14-31-8/12.08.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадено от “Брикел” АД; като разгледа преписка № ПЦ-58/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-30-6/26.08.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от ТЕЦ “Свилоза” АД; като разгледа преписка № ПЦ-48/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-28-5/04.07.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Девен” АД; като разгледа преписка № ПЦ-31/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-32-4/01.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Захарни заводи” АД; като разгледа преписка № ПЦ-36/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-35-6/06.06.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, подадено от “Видахим” АД; като разгледа преписка № ПЦ-14/2005 г., образувана по заявление с вх. № Е-14-40-4/29.04.2005 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия, подадено от “Ямболен” АД, установи следното.

Със заявление с вх. № Е-14-01-21/04.07.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, “**Топлофикация София**” АД е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинната енергия са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 76,32 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 44,88 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12 лв./кВт/год.

3. Преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ:

– цена за енергия – 42,64 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС и са определени при 80 лв./МВтч прогнозна преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин.

Със заявление с вх. № Е-14-02-21/01.07.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, “**Топлофикация Пловдив**” ЕАД е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия. С писмо с вх. № к. Е-14-02-21/06.07.2005 г. “Топлофикация Пловдив” ЕАД е подало допълнение към горепосоченото предложение и заявление за утвърждаване на преференциална цена за енергия на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при 80 лв./МВтч прогнозна преференциална цена на електрическата енергия, произведена

по комбиниран начин, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 101,50 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 53,40 лв./МВтч;

– цена за мощност – 8,31 лв./кВт/год.

3. Преференциална цена за енергия на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 49,13 лв./МВтч.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-04-15/06.06.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Плевен” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на комбинираната електрическа енергия от 80 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 59,40 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 43,17 лв./МВтч;

– цена за мощност – 10,84 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-08-9/26.07.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Шумен” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на комбинираната електрическа енергия от 80 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 49,35 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 56,88 лв./МВтч;

– цена за мощност – 20,23 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-15-10/31.05.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Варна” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Дружеството е прогнозирано 86,80 лв./МВтч преференциална цена на комбинираната електрическа енергия и предлага цена на топлинна енергия с

топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 43,82 лв./МВтч;
- цена за мощност – 14,00 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-06-15/02.06.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Враца” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Дружеството прогнозира 86,50 лв./МВтч преференциална цена на комбинираната електрическа енергия и предлага цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 46,94 лв./МВтч;
- цена за мощност – 9,04 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-09-12/14.06.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Русе” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия 82,11 лв./МВтч и цена на принудена електрическа енергия 48,00 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 177,67 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 33,51 лв./МВтч;
- цена за мощност – 12,50 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-03-12/30.06.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Перник” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 95 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37,59 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 50 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 37,74 лв./МВтч:
 - до 250 кВтч – 28,28 лв./МВтч;
 - над 250 кВтч – 40,49 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 12,00 лв./кВт/год.
- В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-07-9/31.05.2005 г., с приложени документи и информация на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Сливен” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Заявлението съдържа предложения за утвърждаване на цени в два варианта.

ВАРИАНТ I – с изчисления при норма на възвръщаемост на собствения капитал 8 %.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на комбинираната електрическа енергия от 79 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 111,54 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,47 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 67,38 лв./МВтч;
- цена за мощност – 8,72 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

ВАРИАНТ II – с изчисления при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3,04 %.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 79 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 100,25 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 76,15 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 59,18 лв./МВтч;
- цена за мощност – 8,72 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-11-7/01.06.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Габрово” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинната енергия са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 130,63 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 87,82 лв./МВтч.

3. Двуконпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 80,73 лв./МВтч;

– цена за мощност – 4,45 лв./кВт/год.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия са определени при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 79 лв./МВтч.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-10-11/30.05.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Казанлък” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 120 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 72,48 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 96,57 лв./МВтч;

– цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-13-10/18.07.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Бургас” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 69,69 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 45,04 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12,89 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-16-6/01.07.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Разград” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия са следните.

З а н а с е л е н и е

Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 42,65 лв./МВтч;
- цена за мощност – 11,24 лв./кВт/год.

З а с т о п а н с к и п о т р е б и т е л и

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 52,83 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 48,47 лв./МВтч;
- цена за мощност – 11,24 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-05-12/31.05.2005 г., с необходимите приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация ВТ” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна енергия.

Предложена е цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 51,27 лв./МВтч;
- цена за мощност – 19,39 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-14-6/15.08.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Топлофикация Ямбол” ЕАД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинната енергия са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 87,87 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 63,19 лв./МВтч;
- цена за мощност – 11,21 лв./кВт/год.

3. Цени за присъединяване на потребители на топлинна енергия:

Вид топлоносител	Цени, лв.						
	100 кВт	300 кВт	600 кВт	1000 кВт	1500 кВт	2000 кВт	>2000 кВт
Гореща вода	378	421	488	573	683	792	902
Водна пара	371	421	495	594	718	842	966

Забележка. В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-24-13/27.05.2005 г., при което изисканите от ДКЕВР документи и информация са приложени в пълен вид, **АЕЦ “Козлодуй” ЕАД** е представило първоначално предложение за утвърждаване на цени на топлинната енергия за 2005 г.

Предложената цена от дружеството е:

– еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24,12 лв./МВтч.

В цената не е включен ДДС.

“Брикел” АД е представило предложение за утвърждаване на цена на електрическа енергия със заявление с вх. № Е-14-31-8/12.08.2005 г. и цена на топлинна енергия с гореща вода с писмо с вх. № Е-14-31-9/17.08.2005 г. с необходимите приложения на хартиен и електронен носител.

Предложената от дружеството цена на топлинна енергия е определена при прогнозирана преференциална цена на комбинирана електрическа енергия от 79,30 лв./МВтч:

– еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36,74 лв./МВтч.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-30-6/26.08.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **ТЕЦ “Свилоза” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия, при действаща преференциална цена на електрическата енергия от 70,24 лв./МВтч, са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 38,36 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 35,75 лв./МВтч.

В цените не е включен ДДС.

Със заявление с вх. № Е-14-28-5/04.07.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Девен” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия са следните.

1. Цена за на топлинна енергия с водна пара – 20,93 лв./МВтч.
2. Цена за мощност на топлинна енергия с водна пара – 46,58 лв./кВт/

год.

В цените не е включен ДДС.

Предложението на дружеството е цените да влязат в сила от 01.08.2005 г.

Със заявление с вх. № Е-14-32-4/01.06.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Захарни заводи” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложената от дружеството цена на топлинна енергия, при преференциална цена на комбинираната електрическа енергия от 90,24 лв./МВтч, е:

– еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 42,68 лв./МВтч.

В цената не е включен ДДС.

Цената на топлинната енергия, предложена от дружеството в заявлението за утвърждаване на цени, не съответства на получената цена в представените справки.

Със заявление с вх. № Е-14-35-6/06.06.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Видахим” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия.

Предложената за утвърждаване от дружеството преференциална цена на електрическата енергия е 89,15 лв./МВтч.

Със заявление с вх. № Е-14-40-4/29.04.2005 г., с приложения на хартиен и електронен носител, **“Ямболен” АД** е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна енергия.

Предложената от дружеството цена на топлинна енергия е:

– еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 50,07 лв./МВтч.

В цената не е включен ДДС.

Със заповед № Е-3-111 на Председателя на ДКЕВР е назначена работна група за разглеждане на заявленията и извършване на регулаторен преглед.

РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД

Във връзка с подадените от енергийните дружества в сектор “Топлоенергетика” заявления за утвърждаване на цени на топлинна и/или електрическата енергия на основание чл. 3 от Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия (Наредбата) е извършен регулаторен преглед. Той обхваща анализ и оценка на отчетната и прогнозната информация.

Регулаторният преглед е извършен при следната последователност.

I. Анализ и оценка на представената от енергийните дружества отчетна информация за 2004 г. и прогнозна информация за 2004 г., като този етап е реализиран на няколко последователни стъпки:

1. анализ на влиянието на цените и тарифите върху финансовите показатели на енергийните дружества съгласно одитираните финансови отчети за 2004 г.;
2. преглед и анализ на отчетените ценообразуващи елементи за 2004 г. и констатираните отклонения спрямо утвърдените от комисията;
3. преглед и анализ на отчетените технико-икономически показатели за 2004 г.

II. Одобряване на прогнозни необходими приходи за първата година от регулаторния период, включително икономически обосновани разходи и норма на възвръщаемост на капитала, и утвърждаване на цени на топлинната и/или електрическата енергия на топлоенергийните дружества.

Първият етап от регулаторния преглед, а именно анализ и оценка на представената от енергийните дружества отчетна информация за 2004 г. и прогнозна информация за 2005 г., е осъществен в рамките на извършвания от ДКЕВР текущ контрол върху приложението на утвърдените цени. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад № Е-ДК-241/10.06.2005 г. Същият е публикуван на страницата на комисията в интернет на основание чл. 29, ал. 2 от Наредбата. Вторият и третият етап от регулаторния преглед са отразени в доклад № Е-ДК-450/19.09.2005 г.

На 05.10.2005 г. е проведено открито заседание за обсъждане на заявленията, след което на закрито заседание е приет проект на решение по заявленията и е взето решение за провеждане на процедура за обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ на 10.10.2005 г.

В законоустановения по силата на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ срок заинтересованите лица са предоставили становища по проекта на решение, които са обсъдени по-долу в тези мотиви.

Като взе предвид резултатите от извършения регулаторен преглед и постъпилите становища от заинтересованите лица, комисията достигна до следните изводи.

ПО Т. I ОТ РЕГУЛАТОРНИЯ ПРЕГЛЕД
***Анализ и оценка на представената от енергийните
дружества отчетна информация за 2004 г.
и прогнозна информация за 2005 г.***

В съответствие с изискванията на чл. 3, т. 1 от Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия (Наредбата) и т. 3 от Протоколно решение на ДКЕР № 101/29.12.2004 г., от дружествата в сектор “Топлоенергетика” е била събрана отчетна технико-икономическа информация, необходима за извършване на анализ и оценка в рамките на регулаторния преглед на цените, подлежащи на утвърждаване от ДКЕВР и прилагани през отоплителен сезон 2005/2006 г.

С писма № Е-14-00-5/10.03.2005 г., № Е-14-00-6/10.03.2005 г., № Е-14-00-10/01.04.2005 г. и № Е-14-00-11/01.04.2005 г. е било изискано дружествата да представят в ДКЕВР: отчетна информация за периода 01.04.2004 г. = 31.03.2005 г. “Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите”; отчетна информация, изготвена съгласно приложените справки от № 1 до № 6, при спазване на Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство (Указанията), приети от комисията с Протоколни решения № 46 от 5 юли 2004 г. и № 60 от 29 септември 2004 г., както следва: отчетна информация за периода 01.01.2004 г. = 31.12.2004 г. с данни за капиталовата структура и регулаторната база на активите към 31.12.2003 г., и отчетна информация за периода 01.04.2004 г. = 31.03.2005 г. с данни за капиталовата структура и регулаторната база на активите към 31.03.2005 г.; отчет за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма за дейностите по лицензиите за 2004 г.; мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия с топлоносители гореща вода и водна пара (в МВт) от производството за 2002, 2003 и 2004 г. и общите годишни финансови отчети за 2004 г.

Основните цели на извършения анализ са били да се установи отчетеното общо финансово състояние на предприятията към края на 2004 г.; да се установят отклоненията между утвърдените прогнозни технико-икономически параметри чрез цените на енергията през 2004 г. и отчетените действителни параметри, както и да се направи анализ на причините за тези отклонения и да се сравнят нивата на утвърдената и действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, за дейността по лицензията за периода на прилагане на цените, като се установят отклоненията и се анализират причините за тях.

**Анализ на влиянието на цените и тарифите
върху финансовите показатели на енергийните дружества.
Общи положения**

В резултат от извършения преглед и анализ на отчетените текущи резултати на предприятията са били направени следните констатации.

1. *Анализът на отчетеното общо финансово състояние на топлопреносните предприятия към края на 2004 г.* е показал, че през 2004 г. 18 дружества регистрират във финансовите си отчети приходи от финансирането от правителството, като сумата е по-ниска с 44 % в сравнение с отчетените приходи от правителствено финансиране за предходната година. Целта на тези суми, предоставени под формата на субсидии, е била да се осигурят средства за текущата дейност на дружествата за покриване на загубите, породени от разликата между себестойността и продажните цени на топлинната енергия за битови потребители.

За 2004 г. по-голямата част от предприятията са регистрирали положителни текущи финансови резултати от дейността си. Независимо от това, в отчетните данни на дружествата са регистрирани сумите на непокрытите загуби от дейността от предходни години. Намалението на балансовите загуби за 2004 г. спрямо 2003 г. е 67 %.

Предприятията, които нямат непокрыти загуби и имат възвръщаемост на собствения капитал към края на 2004 г., са: „Топлофикация София” АД (1,82 %), „Топлофикация Пловдив” ЕАД (3,95 %), „Топлофикация ВТ” ЕАД (5,67 %), „Топлофикация Враца” ЕАД (2,56 %), „Топлофикация Перник” ЕАД (2,75 %), „Топлофикация Габрово” ЕАД (3,63 %) и „Топлофикация Правец” ЕАД (0,98 %).

2. *Отклонения между утвърдените прогнозни технико-икономически параметри чрез цените на енергията през 2004 г. и отчетените действителни параметри за ценовия период.*

Всички предприятия имат значителни отклонения между прогнозните и отчетените стойности на технико-икономическите параметри за ценовия период. Основните причини са свързани с това, че по-голямата част от предприятията са прилагали фиксирани цени за битови потребители и след 01.01.2005 г. Допълнителните фактори са свързани с по-ниските нива на отчетената произведена и реализирана енергия в сравнение с прогнозираната, както и с наличието на други комплексно действащи фактори.

3. *Постигната норма на възвръщаемост на собствения капитал за дейността по лицензията за периода на прилагане на цените.*

В резултат на извършения анализ на представената от дружествата отчетна информация е изчислена норма на възвръщаемост на активите за всяко пред-

приятие, която отчита възвръщаемостта на утвърдената регулаторна база на активите за ценовия период, финансирани със собствен капитал, към края на ценовия период. Обобщените резултати са показани в следващата таблица.

**Обобщени данни за НВ_{ск} на дружествата
от сектор “Топлоенергетика”**

№	Дружество	НВ _{ск} - реално постигната, %	НВ _{ск} - утвърдена от ДКЕВР, %
1	"Топлофикация София" ЕАД	+2,16	+7,0
2	"Топлофикация Пловдив" ЕАД	+0,52	+6,0
3	"Топлофикация Плевен" ЕАД	+0,56	+8,0
4	"Топлофикация Перник" ЕАД	-6,06	+8,0
5	"Топлофикация Сливен" ЕАД	-3,36	+8,0
6	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	-1,17	+8,0
7	"Топлофикация Габрово" ЕАД	+1,53	+8,0
8	"Топлофикация Враца" ЕАД	+9,90	+8,0
9	"Топлофикация ВТ" ЕАД	+18,92	+8,0
10	"Топлофикация Бургас" ЕАД	+3,48	+8,0
11	"Топлофикация Лозница" ЕАД	+9,31	+8,0
12	"Топлофикация Правец" ЕАД	-5,08	+8,0
13	"Топлофикация ТЕГЕ 21" ООД	+0,00	+8,0
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	-9,32	+8,0
15	"Топлофикация Разград" ЕАД	+4,12	+8,0
16	"Топлофикация Варна" ЕАД	+9,34	+8,0
17	"Топлофикация Шумен" ЕАД	+0,75	+7,0
18	"Девен" АД	+34,35	+7,0
19	"Видахим" АД	-25,13	+7,0
20	"Свилоза" АД	+95,74	+7,0
21	"Захарни заводи" АД	-21,15	+7,0
22	"Камибо" АД	+1,27	+7,0
23	"Херос" АД	-9,61	+7,0

Забележка.

1. НВ_{ск} за топлофикационните дружества е изчислена с отчетни данни, реални за периода цени и субсидия за 2004 г.
2. НВ_{ск} за заводските централи е изчислена с отчетни данни и цени, утвърдени от ДКЕВР.

“Топлофикация София” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Топлофикация София” АД за 2004 г. е печалба (2 715 хил. лв.), като нейната стойност е с 25,76 % по-ниска спрямо предходната 2003 г. (3 657 хил. лв.)

Намаляването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от по-голямото намаление на общите приходи в сравнение с намалението на общите разходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 8,10 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 15 975 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 8 748 хил. лв.;
 - намаление на финансови приходи – 520 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 7,89 %, в т.ч.
 - намаление на разходите за дейността с 22 102 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 1 204 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 3 408 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба, въпреки че спрямо 2003 г. отрицателният финансов резултат без приходи от финансирания намалява с 57 %.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация София” АД за 2004 г. е 0,52 %, като намалението спрямо предходната година е с 0,24 процентни пункта.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат на :

- увеличаване на дълготрайните активи, необходими за реализиране на един лев приход – 0,66 пункта;
- намаляване на ефективността на общите разходи – 0,63 пункта;
- намаляване на обръщаемостта на краткотрайните активи – 0,03 пункта.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 1,01 % и е с 1,57 % по-ниска от отчетената за 2003 г. Намалението е резултат преди всичко от намалението на приходите от продажби.

Средният период за събиране на вземанията от клиенти за 2004 г. се увеличава спрямо 2003 г. с 11 дни и от 144 дни става 155 дни. Увеличението на средния период за събиране на вземанията е резултат на увеличение на средната наличност на вземанията (3 дни) и намаление в нетния размер на приходите от продажби (8 дни).

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е увеличен с 8 дни и от 91 дни за 2003 г. е 99 дни за 2004 г. Необходимият оборотен капитал за 2004 г. на дружеството, изчислен като функция от разликата между средния период на обръщаемост на вземанията и материалните запаси и погасяването на текущите задължения, е 74 738 хил. лв., което представлява 28 % от годишните продажби и е по-голям с 67 % от отчетената абсолютна сума на оборотния капитал, включена при образуването на цените. Включената в необходи-

мите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Независимо от отчетените по-ниски стойности на текущите финансови измерители за ефективност от дейността на топлофикацията, общото финансово състояние на дружеството към края на 2004 г. е *много добро*. Дружеството има потенциална възможност за постигане на по-голяма доходност от дейността си при стабилно управление на краткосрочните и дългосрочните си задължения.

“Топлофикация Пловдив” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат с преведената субсидия и след данъци на “Топлофикация Пловдив” ЕАД за 2004 г. е печалба в размер на 1 515 хил. лв., като нейната стойност е 12,5 пъти по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от по-голямото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 11,61 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 2 490 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 1 889 хил. лв.;
 - намаление на финансови приходи – 1 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 15,60 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 5 790 хил. лв.;
 - намаление на финансовите разходи с 18 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 75 хил. лв.

Намалението на общата сума на разходите за дейността е резултат от намалените разходи за материали и други разходи за дейността и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат 13 пъти.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Пловдив” ЕАД за 2004 г. показват нарастване на приходите от 100,33 лв. на 104,88 лв. за 100 лв. разход.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Пловдив” АД за 2004 г. е 2,44 %, като увеличението спрямо предходната година е с 2,42 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от намалението на общите разходи за 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 5,40 %, което е с 4,97 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е увеличен с 1 ден спрямо предходната година и е 162 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е увеличен с 2 дни и от 105 дни за 2003 г. е 107 дни за 2004 г.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска с 264 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Пловдив” ЕАД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума при образуването на цените е по-висока от необходимата и е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Отчетените по-добри финансови резултати от дейността за 2004 г. на “Топлофикация Пловдив” ЕАД са предпоставка за запазване на *доброто* финансово състояние на дружеството. Дружеството има създадени финансови условия за покриване на краткосрочните и дългосрочните си задължения.

“Топлофикация Плевен” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат с преведената субсидия и след данъци на “Топлофикация Плевен” ЕАД за 2004 г. е печалба в размер на 1 086 хил. лв., като нейната стойност е 225,15 % по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба в сравнение с предходната година е резултат от по-голямото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 8,63 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 1 498 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 681 хил. лв.;
 - намаление на финансови приходи – 34 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 11,71 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 2 806 хил. лв.;
 - намаление на финансовите разходи с 79 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 80 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, амортизации и заплати и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат около седем пъти.

Рентабилността на активите на “Топлофикация Плевен” ЕАД значително се увеличава и достига 4,58 % за 2004 г., като причината за това е намалението на общите разходи за 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за 2004 г. е 5,07 %, като повишението спрямо предходната година е 3,26 %.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е увеличен спрямо 2003 г. от 156 дни на 170 дни. Повишението от 14 дни е резултат от:

- увеличението на средната наличност на вземанията – 3 дни;
- намалението на нетния размер на приходите от продажби – 11 дни .

Средният период за погасяване на задълженията към доставчици е увеличен с 18 дни за 2004 г. спрямо 2003 г.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е висока с 237 хил. лв. спрямо предложената за образуването на цените от “Топлофикация Плевен” АД. Това е индикатор за потенциална опасност за забавяне на обслужването на текущите задължения.

Независимо от непокритата загуба от дейността за предходни години, финансовото състояние на “Топлофикация Плевен” ЕАД към края на 2004 г. е *много добро*.

“Топлофикация Шумен” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Шумен” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 255 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат надвишава 4,72 пъти отчетената печалба за предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от изпреварващото намаление на общите разходи спрямо намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 14,37 %, в т.ч.:
 - намаление на приходите от продажби с 414 хил. лв.;
 - намаление на приходите от финансираня с 600 хил. лв.;
 - намаление на финансовите приходи с 103 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 17,07 % в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 1046 хил. лв.;
 - намаление на финансовите разходи с 130 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 142 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, амортизации и други разходи за дейността и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат с 48,99 %.

Текущата рентабилност на активите на “Топлофикация Шумен” ЕАД се увеличава от 0,34 % през 2003 г. и достига 1,61 % към края на 2004 г., като

положителната тенденция е в резултат на намалението на разходите на 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 4,91 %, което е 3,94 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Показателите за текуща рентабилност са положителни величини и тенденцията на подобряване спрямо предходната 2003 г. се дължи главно на положителния текущ финансов резултат, както и на подобряването на показателите за ефективност на разходите. Тези резултати показват потенциала на дружеството да генерира и реализира доходи.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е нараснал с 1 ден спрямо предходната година и е 250 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е нараснал с 14 дни и от 167 дни за 2003 г. е 181 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 1 % спрямо предходната година, което е в резултат на изпреварващото нарастване на краткосрочните задължения спрямо нарастването на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 2 862 хил. лв. спрямо предложената за образуването на цените от “Топлофикация Шумен” ЕАД. Това е индикатор за съществуващ резерв на дружеството да посрещне увеличение на периода на събиране на вземанията и обръщаемостта на материалните запаси или увеличение в срока за погасяване на задължения към доставчици, без да бъде нарушена финансовата му сигурност.

Стойностите на финансовите показатели на “Топлофикация Шумен” ЕАД, изчислени на база общата балансова структура на дружеството за 2004 г., показват *много добро* финансово състояние.

“Топлофикация Варна” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Варна” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 302 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат надвишава 15 пъти отчетената печалба за предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от изпреварващото увеличение на общите приходи спрямо увеличението на общите разходи, а именно:

1. Увеличение на общите приходи с 9,48 %, в т.ч.:
 - увеличение на приходите от продажби с 573 хил. лв.;
 - намаление на приходите от финансиране с 58 хил. лв.;
 - намаление на финансовите приходи с 42 хил. лв.
2. Увеличение на общите разходи с 3,82 %, в т.ч.:
 - увеличение на разходите за дейността с 166 хил. лв.;

- увеличение на финансовите разходи с 26 хил. лв.;
- намаление на разходите за данъци с 2 хил. лв.

Общата увеличена сума на разходите за дейността е резултат от нарастване на разходите за външни услуги, амортизации, възнаграждения, осигуровки и други разходи за дейността и намаление на разходите за материали.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат с 27,97 %.

Текущата рентабилност на активите на “Топлофикация Варна” ЕАД значително се увеличава и от 0,33 % през 2003 г. достига 4,83 % към края на 2004 г.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната 2003 г. е в резултат на намалението на общите разходи на 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 7,05 %, като абсолютното увеличение спрямо предходната година е 6,54 %.

Резултатите от анализа на показателите за рентабилност на “Топлофикация Варна” ЕАД показват, че дружеството има потенциал да генерира и реализира доходи от дейността си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 6 дни спрямо предходната година и е 113 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намален с 11 дни и от 111 дни за 2003 г. е 100 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 9 % спрямо предходната година, което е в резултат на изпреварващото нарастване на краткосрочните задължения спрямо нарастването на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е висока с 95 хил. лв. спрямо предложената за образуването на цените от “Топлофикация Варна” ЕАД. Това е индикатор за съществуваща потенциална опасност за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

Отчетената към края на 2004 година балансова структура на дружеството показва *добро* финансово равновесие, независимо че дружеството не разполага със свободни капиталови източници. Дружеството има възможност за свободно управляване на краткосрочните и дългосрочните си задължения.

“Топлофикация Враца” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Враца” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 476 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат надвишава два пъти отчетената печалба за предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената

за 2003 г. е резултат от по-голямото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 9,60 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 297 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 474 хил. лв.;
2. Намаление на общите разходи с 12,99 % в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 1029 хил. лв.;
 - намаление на финансовите разходи с 30 хил. лв.;
 - увеличение на разходите за данъци с 21 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, амортизации, заплати и осигуровки и други разходи за дейността и увеличение на разходите за външни услуги.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат 2,8 пъти.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Враца” ЕАД за 2004 г. е 3,22 %, като увеличението спрямо предходната година е с 83,97 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат от намаляването на общите разходи за 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 7,26 %, което е с 119,2 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 53 дни спрямо предходната година и е 216 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е увеличен с 37 дни и от 115 дни за 2003 г. е 152 дни за 2004 г.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 3579 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Враца” ЕАД. Това е индикатор за съществуващ резерв на дружеството да посрещне увеличение на периода на събиране на вземанията и обръщаемостта на материалните запаси или увеличение в срока за погасяване на задължения към доставчици, без да бъде нарушена финансовата му сигурност.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “Топлофикация Враца” ЕАД за 2004 г., показват *много добро* финансово състояние.

“Топлофикация Русе” ЕАД

Подробните данни относно финансовите резултати от дейността на дружеството са описани в Решение на ДКЕВР № Ц-018/27.09.2005 г. за цените на електрическата енергия.

Общият извод е, че резултатите от финансово управление на дружеството през 2004 г. показват нарастване на текущата доходност, но отчетеното значително увеличение на дългосрочната и краткосрочната задлъжнялост на дружеството и намаляването на дела на финансираните дълготрайни активи със собствени средства е сигнал за негативна промяна във финансовото равновесие на дружеството.

Счетоводната балансовата стойност на оборотния капитал (без разходи и приходи за бъдещи периоди) на “Топлофикация Русе” ЕАД към края на 2004 г. е отрицателна величина в размер на 133 хил. лв. Сумата, предложена като елемент в РБА, е 6 346 хил. лв., и е формирана на база на:

- необходимими горива за обезпечаване на производство;
- необходимими горива за поддържане на технологичен резерв;
- необходимими материали и резервни части;
- необходимими реагенти;
- необходимими парични средства за своевременно покриване на задълженията.

Дружеството е представило обосновка за необходимите средства за поддържане на среден размер материални запаси и парични средства.

Изчислената средногодишна сума на оборотния капитал като функция на разликата между средния период на обръщаемост на вземанията и материалните запаси и погасяването на краткосрочните задължения при запазване на нетния търговски цикъл е в размер на 13 132 хил. лв.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-висока с 6 786 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Русе” ЕАД. Това е индикатор за *съществуваща опасност* за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

“Топлофикация Перник” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат с преведената субсидия и след данъци на “Топлофикация Перник” АД за 2004 г. е печалба в размер на 280 хил. лв., като нейната стойност е 3,5 пъти по-висока спрямо предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от по-голямото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 3,8 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 700 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 1 355 хил. лв.;
 - увеличение на финансови приходи – 451 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 4,29 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за основна дейност с 1 608 хил. лв.;

- намаление на финансовите разходи с 69 хил. лв.;
- намаление на разходите за данъци с 127 хил. лв.

Намалението на общата сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за външни услуги и други разходи за дейността и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат почти 2 пъти.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Перник” ЕАД за 2004 г. е 0,47 %, като увеличението спрямо предходната година е с 2,42 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от изпреварващото намаление на общите разходи за 100 лв. приходи спрямо нарастването на активите.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 1,27 %, което е с 21,14 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Резултатите от анализа на показателите за текуща рентабилност на “Топлофикация Перник” ЕАД показват, че дружеството има потенциал да генерира и реализира доходи от дейността си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е увеличен с 2 дни спрямо предходната година и е 80 дни, а периодът за събиране на вземанията от клиенти намалява от 95 дни за 2003 г. на 80 дни за 2004 г.

Средният период за погасяване на задълженията към доставчици е увеличен с 14 дни и от 48 дни за 2003 г. е 62 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 14 % спрямо предходната година в резултат на увеличението на краткосрочните задължения спрямо намалението на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 768 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Перник” ЕАД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Структурата на финансиране на активите и пасивите на дружеството е променена в сравнение с 2003 г. и отчетните стойности показват *влошаване* на финансовата сигурност, а именно: увеличава се делът на дълготрайните активи, финансирани чрез привлечен капитал, коефициентът на задлъжнялост нараства спрямо предходната година.

“Топлофикация Сливен” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат с преведената субсидия и след данъци на “Топлофикация Сливен” ЕАД за 2004 г. е загуба в размер на 847 хил. лв.

Влошаването на текущия финансов резултат спрямо предходната 2003 г. е вследствие на изпреварващото намаление на приходите от дейността спрямо намалението на оперативните разходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 7,59 %, в т.ч.:
 - намаление на приходите от продажби с 765 хил. лв.;
 - намаление на приходите от финансираня с 449 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 1,25 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за основна дейност с 242 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 106 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 61 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за амортизации, възнаграждения и осигуровки и други разходи за дейността и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба и спрямо 2003 г. се наблюдава нарастване на реализираната загуба с 44 %.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Сливен” ЕАД към края на 2004 г. е отрицателна величина в размер на 3,89 %, като отрицателната тенденция е в резултат на едновременното действие на увеличаването на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход, намаляването на приходите от продажби и увеличението на разходите на 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е отрицателна величина в размер на 6,43 %, като негативната тенденция е в резултат на влошаването на показателите за ефективност.

Резултатите от анализа на показателите за текуща рентабилност на “Топлофикация Сливен” АД показват, че за 2004 г. дружеството не е постигнало нарастване на доходите си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 2 дни спрямо предходната година и е 106 дни, а периодът за събиране на вземанията от клиенти намалява от 110 дни за 2003 г. на 103 дни за 2004 г.

Средният период за погасяване на задълженията към доставчици е намален с 2 дни и от 94 дни за 2003 г. е 92 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 8 % спрямо предходната година в резултат на изпреварващото намаление на краткотрайните активи 11 % спрямо намалението на краткосрочните задължения 3 %, довело

до оптимизиране на оборотния капитал на дружеството.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска с 194 хил. лв. спрямо предложената за образуването на цените от “Топлофикация Сливен” ЕАД. Това е индикатор за съществуващ резерв на дружеството да посрещне увеличение на периода на събиране на вземанията и обръщаемостта на материалните запаси или увеличение в срока за погасяване на задължения към доставчици, без да бъде нарушена финансовата му сигурност.

Независимо от отчетените негативни текущи резултати, общото финансово състояние на “Топлофикация Сливен” АД към края на 2004 г. *все още е добро*, като в структурата на финансиране на дейността е отразено изпреварващото намаление на собствения капитал (в резултат на отчетените загуби) спрямо намалението на задълженията на дружеството.

“Топлофикация Габрово” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Габрово” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 89 хил. лв., като подобряването на текущия финансов резултат е 2,5 пъти спрямо предходната 2003 г.

Увеличението на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от по-голямото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 12,22 %, в т.ч.:
 - намаление на приходи от продажби – 572 хил. лв.;
 - увеличение на приходи от финансиране – 1 889 хил. лв.;
2. Намаление на общите разходи с 13,58 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 576 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 3 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 11 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, амортизации, заплати и осигуровки и други разходи за дейността и увеличение на разходите за външни услуги.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба и спрямо 2003 г. се наблюдава незначително намаление на реализираната загуба с 1,5 %.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Габрово” ЕАД за 2004 г. е 1,48 %, като увеличението спрямо предходната година е с 155,59 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат от намаляването на общите разходи за 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 3,01 %, което е с 203,49 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 64 дни спрямо предходната година и е 185 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намален с 2 дни и от 70 дни за 2003 г. е 68 дни за 2004 г.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 1484 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Габрово” ЕАД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “Топлофикация Габрово” ЕАД за 2004 г., показват *много добро* финансово равновесие, което означава, че дружеството разполага със собствени капиталови източници за финансиране на дейността си и има възможност да обслужва както краткосрочните, така и дългосрочните си задължения.

“Топлофикация Казанлък” ЕАД

Текущият финансов резултат на “Топлофикация Казанлък” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 41 хил. лв. За предходната година отчетеният текущ финансов резултат е загуба.

Подобряването на текущия финансов резултат спрямо предходната 2003 г. е вследствие на изпреварващото намаление на оперативните разходи спрямо приходите от дейността, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 7,48 %, в т.ч.:
 - увеличение на приходи от продажби – 105 хил. лв.;
 - намаление на приходи от финансиране – 659 хил. лв.;
 - намаление на финансовите приходи – 10 хил. лв.
2. Намаление на общите разходи с 8,79 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за основна дейност с 708 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 40 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, възнаграждения и осигуровки и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба, като спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на реализираната загуба с 42 %.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Казанлък” ЕАД показват увеличение на коефициента на ефективност от 99,17 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 100,59 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Текущата рентабилност на активите на “Топлофикация Казанлък” ЕАД се увеличава и от отрицателна през 2003 г. достига 0,51 % към края на 2004 г.

Подобряването на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат от намаляването на общите разходи за 100 лв. приходи и отчетените положителни резултати от дейността.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 0,75 %, като абсолютното изменение спрямо предходната година е 1,88 %.

Резултатите от анализа на показателите за текуща рентабилност на “Топлофикация Казанлък” ЕАД показват, че при текущата капиталова структура и отчетените приходи от продажби дружеството има потенциал да генерира и реализира доходи.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 11 дни спрямо предходната година и е 76 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намалял с 3 дни и от 63 дни за 2003 г. е 60 дни за 2004 г.

За разглеждания период се наблюдава положителна тенденция на ликвидността, което показва подобрене на способността на дружеството да обслужва текущите си задължения.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 540 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Казанлък” ЕАД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “Топлофикация Казанлък” ЕАД за 2004 г., показват *добро* финансово състояние, което означава наличие на оборотни средства за покриване на текущите задължения и възможност за покриване на дългосрочните и краткосрочните задължения със собствени капиталови източници.

“Топлофикация Бургас” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Бургас” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия е загуба в размер на 745 хил. лв., като спрямо 2003 г. това е намаление на отчетената загуба 3,2 пъти.

Това изменение е в резултат преди всичко на изпреварващото намаление на общите разходи в сравнение с намалението на общите приходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 1,92 %, в т.ч.:
 - увеличение на приходите от продажби с 736 хил. лв.;
 - намаление на приходите от финансиране с 789 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите приходи с 133 хил. лв.

2. Намаление на общите разходи с 11,47 %, в т.ч.
- намаление на разходите за дейността с 1870 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 20 хил. лв.;
 - намаление на разходите за данъци с 103 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намаление на разходите за материали, възнаграждения и осигуровки и други разходи за дейността и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансирания дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на реализираната загуба 2,5 пъти.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Бургас” ЕАД показват увеличение на коефициента на ефективност от 85,80 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 95,06 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Регистрираните отрицателни финансови резултати за периода определят отрицателната обща текуща рентабилност на “Топлофикация Бургас” ЕАД.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 8 дни спрямо предходната година и е 171 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намален с 17 дни и от 145 дни за 2003 г. е 128 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 5 % спрямо предходната година в резултат на изпреварващото намаление на краткотрайните активи (6 %) спрямо намалението на краткосрочните задължения (1 %), довело до оптимизиране на оборотния капитал на дружеството.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е пониска с 17 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Бургас” АД, което показва ефективно използване на инструментите за управление на доходността от дейността.

Въпреки че текущите загуби от дейността на “Топлофикация Бургас” ЕАД намаляват обхвата на дейността ѝ, структурата на финансирането на активите показва *много добро* финансово състояние, което означава, че дружеството разполага със собствени капиталови източници. Това е потенциален източник на възможността му да придобива активи, наличие на оборотни средства за покриване на текущите задължения и възможност за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Топлофикация Разград” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Разград” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия е печалба в размер на 101 хил. лв., което

представлява влошаване на текущия финансов резултат спрямо 2003 г.

Намалението на реализираната печалба през 2004 г. спрямо предходната 2003 г. е резултат от изпреварващото намаление на общите приходи спрямо намалението на общите разходи, а именно:

1. Намаление на общите приходи с 19,73 %, в т.ч.:
 - намаление на приходите от продажби с 226 хил. лв.;
 - намаление на приходите от финансиране с 277 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите приходи с 12 хил. лв.;
2. Намаление на общите разходи с 18,17 % в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 416 хил. лв.;
 - намаление на финансовите разходи с 11 хил. лв.;
 - увеличение на разходите за данъци с 6 хил. лв.

Намалението на общата сума на разходите за дейността е резултат от намалението на разходите за материали, амортизации, възнаграждения и осигуровки и увеличение на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба и спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на реализираната загуба 4,9 пъти.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Разград” ЕАД показват намаление на коефициента за ефективност от 107,38 лв. на 105,33 лв. приходи за 100 лв. разходи.

Текущата рентабилност на активите на “Топлофикация Разград” ЕАД намалява от 5,52 % през 2003 г. и достига 3,30 % към края на 2004 г.

Отрицателната тенденция на намаление на рентабилността на активите с 40,25 % е в резултат на едновременното действие на увеличаването на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход, значителното намаление на продажбите и увеличението на общите разходи на 100 лв. приходи.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 5,71 %, което е с 33,39 % по-ниска стойност от отчетената за предходната година.

Резултатите от анализа на показателите за рентабилност на “Топлофикация Разград” ЕАД показват, че при текущата капиталова структура и отчетените приходи от продажби дружеството има потенциал да генерира и реализира доходи.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е нараснал с 11 дни спрямо предходната година и е 171 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намалял с 28 дни и от 60 дни за 2003 г. е 32 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. нараства с 54 % спрямо предходната година в резултат на увеличението на краткотрайните активи

спрямо намаления размер на краткосрочните задължения.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска с 206 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация Разград” АД. Това е индикатор за съществуващ резерв на дружеството да посрещне увеличение на периода на събиране на вземанията и обръщаемостта на материалните запаси или увеличение в срока за погасяване на задължения към доставчици, без да бъде нарушена финансовата му сигурност.

Стойностите на финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на “Топлофикация Разград” ЕАД за 2004 г., показват *много добро* финансово състояние, което означава, че дружеството разполага със собствени капиталови източници, а това е потенциален източник на възможността му да придобива дългосрочни и краткосрочни активи, наличие на оборотни средства за покриване на текущите задължения и възможност за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Топлофикация ВТ” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация ВТ” АД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 234 хил. лв. Реализираният положителен текущ финансов резултат надвишава 3,3 пъти отчетената печалба за предходната 2003 г.

Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от изпреварващото увеличение на приходите спрямо увеличението на разходите, а именно:

1. Увеличение на общите приходи с 5,45 %, в т.ч.:
 - увеличение на приходите от продажби с 271 хил. лв.;
 - увеличение на приходите от финансиране с 48 хил. лв.;
2. Увеличение на общите разходи с 2,70 % в т.ч.:
 - увеличение на разходите за дейността с 107 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 23 хил. лв.;
 - увеличение на разходите за данъци с 26 хил. лв.

Общата увеличена сума на разходите за дейността е резултат от нарастване на разходите за външни услуги и други разходи за дейността и намаление на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството приключва на загуба, но спрямо 2003 г. се наблюдава намаление на отрицателния финансов резултат с 7 %.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация ВТ” АД показва увеличение на коефициента на ефективност от 101,23 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 103,94 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация ВТ” АД за 2004 г. е 4,05 %, като увеличението спрямо предходната година е с 221 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат на едновременното действие на намалението на разходите на 100 лв. приходи, обръщаемостта на краткотрайните активи и намаляването на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 5,21 %, което е с 209,68 % по-висока стойност от отчетената за предходната година.

Резултатите от анализа на показателите за текуща рентабилност на “Топлофикация ВТ” АД показват, че при текущата капиталова структура и отчетените приходи от продажби дружеството има потенциал да генерира и реализира доходи.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намален с 12 дни спрямо предходната година и е 98 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намален с 24 дни и от 86 дни за 2003 г. е 62 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 11 % спрямо предходната година, което е в резултат на изпреварващото нарастване на краткосрочните задължения спрямо нарастването на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска с 353 хил. лв. спрямо предложената от “Топлофикация ВТ” АД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Отчетената структура на финансиране на активите на “Топлофикация ВТ” АД за 2004 г. показва *много добро* финансово състояние. Това означава, че дружеството разполага със собствени капиталови източници, което е потенциален източник на възможността му да придобива дългосрочни и краткосрочни активи, наличие на оборотни средства за покриване на текущите задължения и възможност за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Топлофикация Ямбол” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Топлофикация Ямбол” ЕАД за 2004 г. с преведената субсидия и след данъци е печалба в размер на 662 хил. лв., подобряването на текущия финансов резултат е почти 10 пъти спрямо 2003 г. Увеличаването на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от значителното нарастване на приходите спрямо намалението на разходите, а именно:

1. Увеличение на общите приходи с 73,70 %, в т.ч.:
 - увеличение на приходите от продажби с 409 хил. лв.;
 - увеличение на приходите от финансираня с 174 хил. лв.;
2. Намаление на общите разходи с 1,39 %, в т.ч.:
 - намаление на разходите за дейността с 29 хил. лв.;
 - увеличение на финансовите разходи с 19 хил. лв.

Общата намалена сума на разходите за дейността е резултат от намалението на разходите за материали, амортизации, възнаграждения и осигуровки и увеличението на останалите групи разходи по икономически елементи.

Без отчитане на приходите от финансираня дружеството също приключва на печалба и спрямо 2003 г. се наблюдава увеличение.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Топлофикация Ямбол” ЕАД показват значително увеличение на коефициента на ефективност от 109,56 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 192,98 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Отчетената рентабилност на активите на “Топлофикация Ямбол” ЕАД за 2004 г. е 32,31 %, като абсолютната стойност на нарастването спрямо предходната година е 28,89 %.

Увеличението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната е резултат на едновременното действие на намалението на разходите на 100 лв. приходи и намаляването на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 57,97 %, като абсолютното увеличение спрямо предходната година е 57,97 %.

Показателите за текуща рентабилност са положителни величини с много високи стойности. Тенденцията на подобряване спрямо предходната 2003 г. се дължи главно на отчетения положителен текущ финансов резултат, както и на подобряването на показателите за ефективност на разходите.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е нараснал с 11 дни спрямо предходната година и е 17 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е нараснал с 3 дни и от 62 дни за 2003 г. е 65 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява с 65 % спрямо предходната година, което е в резултат на нарастване на краткосрочните задължения спрямо намалението на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е висока спрямо предложената от “Топлофикация Ямбол” ЕАД. Това е индикатор за съществуваща опасност за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

Независимо от отчетената висока резултатност от текущата дейност на дружеството през 2004 г., финансовите показатели, изчислени на база общата

балансова структура на дружеството за 2004 г., показват *лошо* финансово състояние на “Топлофикация Ямбол” ЕАД. Дружеството не разполага с потенциал за самофинансиране на дейността си, има недостиг на оборотни средства за покриване на текущите задължения и недостиг на собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Брикел” ЕАД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Брикел” ЕАД за 2004 г. след данъци е печалба в размер на 2956 хил. лв., но спрямо предходната 2003 г. се наблюдава намаление на отчетената печалба с 1 580 хил. лв.

Намалението на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от изпреварващото намаление на общите приходи спрямо намалението на разходите, а именно:

- намаление на общите приходи с 2,04 %;
- намаление на общите разходи с 0,48 %.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Брикел” ЕАД показват намаление на коефициента за ефективност от 104,15 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 102,72 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г. Отчетената рентабилност на активите на “Брикел” ЕАД за 2004 г. е 2,43 %, като абсолютната стойност на намалението спрямо предходната година е 1,89 %.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат на едновременното действие на нарастването на разходите на 100 лв. приходи и увеличението на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 2,65 %, като абсолютното намаление спрямо предходната година е 1,34 %.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е нараснал с 5 дни спрямо предходната година и е 49 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е нараснал с 33 дни и от 165 дни за 2003 г. е 198 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. нараства от 0,64 през 2003 г. на 0,69 през 2004 г., което е в резултат на изпреварващото нарастване на краткотрайните активи спрямо нарастването на краткосрочните задължения.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е висока спрямо предложената от “Брикел” АД. Това е индикатор за съществуваща опасност за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

Независимо от отчетената висока резултатност от текущата дейност на дружеството през 2004 г. финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на дружеството за 2004 г., показват *лошо* финансово състояние на “Брикел”, ЕАД. Дружеството не разполага с потенциал за самофинансиране

не на дейността си, има недостиг на оборотни средства за покриване на текущите задължения и недостиг на собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Свилоза” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на ТЕЦ “Свилоза” АД за 2004 г. е печалба в размер на 77 хил. лв., като нейната стойност е с 95,34 % по-ниска спрямо предходната 2003 г.

Намалението на текущата печалба за 2004 г. е в резултат на изпреварващото увеличение на разходите за дейността с 50 % спрямо нарастването на приходите с 33 %.

Структурата на отчетената промяна на общите разходи за 2004 г. спрямо 2003 г. включва: увеличение на разходите за дейността с 53,72 %, намаление на финансовите разходи с 18,84 % и значително намаление на разходите за данъци. От отчетените разходи за дейността най-значително е увеличението на разходите за амортизации – 104,75 %.

Намалената ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. в сравнение с 2003 г. е предпоставка за по-ниското ниво на печалбата.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “ТЕЦ Свилоза” АД очертава намаление от 109,41 лв. приход на 100 лв. разход през 2003 г. на 100,30 лв. приход на 100 лв. разход през 2004 г. или в абсолютна стойност намалението е в размер на 9,11 лв.

Отчетената текуща рентабилност на активите на ТЕЦ “Свилоза” АД намалява през 2004 г. и достига 0,95 %, като отрицателната тенденция е в резултат на едновременното действие на увеличаването на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход и увеличението на разходите на 100 лв. приходи.

При изследване на събираемостта на вземанията от клиенти за периода 2003 - 2004 г., изразяващо се в наблюдение на изменението на дните, необходими на дружеството за получаване на вземанията си, се наблюдава положителна тенденция на намаление – от 74 дни за 2003 г. на 38 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. нараства спрямо предходната година, което е в резултат на изпреварващото намаление на краткосрочните задължения спрямо намалението на краткотрайните активи.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска спрямо предложената от ТЕЦ “Свилоза” АД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Към края на 2004 г. отчетеното финансово състояние на дружеството

има тенденция за подобрене спрямо предходната година, но все още е *напрегнато*. Независимо от отчетените положителни текущи резултати и отделените резерви за увеличаване на стойността на собствения капитал, финансирането на дълготрайните активи на дружеството и цялостната дейност е преди всичко с привлечени средства.

“Девен” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Девен” АД за 2004 г. след данъци е печалба в размер на 3795 хил. лв., намалението на печалбата е почти 3,9 пъти спрямо предходната 2003 г.

Намалението на текущата печалба за 2004 г. в сравнение с отчетената за 2003 г. е резултат от значителното нарастване на разходите спрямо нарастването на приходите, а именно:

- увеличение на общите приходи с 0,68 %;
- увеличение на общите разходи с 17,93 %.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Девен” АД показват значително намаление на коефициента на ефективност от 123,04 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 105,05 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Отчетената рентабилност на активите на “Девен” АД за 2004 г. е 6 %, като абсолютната стойност на намалението спрямо предходната година е 18,6 %.

Намалението на рентабилността на активите за 2004 г. спрямо предходната година е резултат на едновременното действие на нарастването на разходите на 100 лв. приходи и увеличението на дела на дълготрайните активи, които са необходими за реализирането на един лев приход.

Отчетената рентабилност на приходите от продажби за текущата година е 4,89 %, като абсолютното намаление спрямо предходната година е 14,12 %.

“Захарни заводи” АД

Отчетеният текущ финансов резултат след данъци на “Захарни заводи” АД за 2004 г. е загуба в размер на 443 хил. лв. Влошаването на финансовия резултат е в изпреварващото увеличение на общите разходи с 21 % спрямо нарастването на приходите с 11 %.

От отчетените разходи за дейността най-значително е увеличението на разходите за външни услуги – 5,7 пъти.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Захарни заводи” АД показва значително намаление на коефициента на ефективност от 102,14 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 93,70 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Намалената ефективност на общите разходи на дружеството за 2004 г. в сравнение с 2003 г. е предпоставка за отчетената загуба.

Показателите за текуща рентабилност са отрицателни величини и дружеството не реализира доходност от дейността си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. се запазва на ниво 2003 г. и е 4 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици в периода 2003 - 2004 г. е 7 дни.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява спрямо предходната година в резултат най-вече на значителното нарастване (117 %) на краткосрочната задължнялост към свързани предприятия.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-висока спрямо предложената от "Захарни заводи" АД. Това е индикатор за съществуваща опасност за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

Отчетеното общо финансово състояние на "Захарни заводи" АД в края на 2004 г. е *лошо*, което означава, че дружеството не е във финансово равновесие по отношение на възможностите да финансира бъдещата си дейност.

"Видахим" АД

Отчетеният текущ финансов резултат на "Видахим" АД за 2004 г. след данъци е загуба в размер на 8009 хил. лв., но спрямо предходната 2003 г. се наблюдава намаление на отчетената загуба с 2237 хил. лв.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на "Видахим" АД показва значително нарастване на коефициента на ефективност от 61,96 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 76,59 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Показателите за текуща рентабилност са отрицателни величини и дружеството не реализира доходност от дейността си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. намалява с 6 дни спрямо предходната година и е 9 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици нараства с 6 дни и от 70 дни за 2003 г. е 76 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. нараства от 0,17 през 2003 г. на 0,62 през 2004 г., което е в резултат на нарастване на краткотрайните активи и намаление на краткосрочните задължения.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е по-ниска спрямо предложената от "Видахим" АД. Включената в необходимите годишни приходи на дружеството сума, която е по-висока от необходимата, е индикатор за съществуващ резерв за дружеството във връзка с покриването на текущия оборот и запазване на времето за покриване на задълженията.

Независимо от подобряването на текущия финансов резултат през 2004 г. спрямо 2003 г., финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на дружеството за 2004 г., показват *лошо* общо финансово състояние на дружеството. В края на 2004 г. “Видахим” АД все още не разполага с потенциал за самофинансиране на дейността си, има недостиг на оборотни средства за покриване на текущите задължения и недостиг на собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

“Ямболен” АД

Отчетеният текущ финансов резултат на “Ямболен” АД за 2004 г. е загуба в размер на 1368 хил. лв., но спрямо предходната 2003 г. се наблюдава намаление на отчетената загуба с 69 % .

Намалението на текущата загуба за 2004 г. в сравнение с отчетената през 2003 г. е резултат от увеличението на общите приходи спрямо намалението на общите разходи, а именно:

- увеличение на общите приходи с 73 %;
- намаление на общите разходи с 10 %.

Промяната на финансовите показатели за ефективност на “Ямболен” АД показва нарастване на коефициента за ефективност от 41,60 лв. приходи на 100 лв. разходи през 2003 г. на 79,84 лв. приходи за 100 лв. разходи за 2004 г.

Показателите за текуща рентабилност са отрицателни величини и дружеството не реализира доходност от дейността си.

Средният период за събиране на вземанията за 2004 г. е намалял с 15 дни спрямо предходната година и е 117 дни.

Средният период за заплащане на задълженията към доставчици е намалял с 178 дни и от 355 дни за 2003 г. е 177 дни за 2004 г.

Показателят за обща ликвидност през 2004 г. намалява от 0,25 през 2003 г. на 0,18 през 2004 г., което е в резултат на изпреварващото намаление на краткотрайните активи спрямо незначителното намаление на краткосрочните задължения.

Реално необходимата средногодишна сума на оборотния капитал е висока спрямо предложената от “Ямболен” АД. Това е индикатор за съществуваща опасност за дружеството при покриване на текущия паричен оборот.

Независимо от отчетената висока резултатност от текущата дейност на “Ямболен” АД през 2004 г., финансовите показатели, изчислени на база общата балансова структура на дружеството за 2004 г., показват *лошо* финансово състояние. Дружеството не разполага с потенциал за самофинансиране на дейността си, има недостиг на оборотни средства за покриване на текущите задължения и недостиг на собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните задължения.

**Одобряване на прогнозни необходими приходи
на енергийните предприятия, изходни положения
и общ подход по отношение на енергийните дружества**

В резултат на анализа на отчетната информация е установено, че отклоненията между утвърдените и отчетените елементи на необходимите приходи са съществени, включително и отчетената възвръщаемост на собствения капитал. В изпълнение на правомощията на ДКЕВР, съгласно чл. 21, т. 6 от ЗЕ и в съответствие с изискванията на чл. 3, т. 2 и т. 3 от Наредбата, с писма на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г., № Е-14-00-18/16.05.2005 г. и № Е-14-00-19/16.05.2005 г. на дружествата са дадени указания прогнозните изчисления да се извършват при следните работни параметри:

1. Цени на горива:
 - природен газ – 232 лв./1000 нм³;
 - мазут - действащата в момента;
 - енергийни въглища – в съответствие с достигнатите ценови равнища по действащи или сключени договори за доставка.
2. Валутен курс от 1,55 лв. за щатски долар.
3. Норма на възвръщаемост на собствения капитал:
 - 8 % за топлофикационни дружества;
 - 7 % за заводски централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.
4. Регулаторна база на активите към 31.12.2004 г.

Към 30.06.2005 г. заявления за утвърждаване на цени на топлинната енергия с приложения към тях са постъпили в ДКЕВР от “Топлофикация София” АД, “Топлофикация Пловдив” ЕАД, “Топлофикация Варна” ЕАД, “Топлофикация ВТ” ЕАД, “Топлофикация Габрово” ЕАД, “Топлофикация Разград” ЕАД, “Топлофикация Русе” ЕАД, “Топлофикация Сливен” ЕАД, “Топлофикация Перник” ЕАД, “Захарни заводи” АД, АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, “Видахим” АД, “Девен” АД, “Камибо” ЕООД и “Брикел” ЕАД.

Въз основа на решението по т. 3 от Протокол № 64/13.06.2005 г. на ДКЕВР с писма с изх. № Е-14-31-6/06.07.2005 г., № Е-14-00-23/06.07.2005 г. и № Е-14-38-3/06.07.2005 г. останалите дружества са уведомени, че следва да подадат заявления с приложения към тях.

С писма на ДКЕВР от 24.08. 2005 г. дружествата “Топлофикация Габрово” ЕАД, “Топлофикация Русе” ЕАД, “Топлофикация Сливен” ЕАД, “Топлофикация Перник” ЕАД, “Девен” АД, “Захарни заводи” АД, “Брикел” ЕАД и ТЕЦ “Свилоза” АД са уведомени, че в съответствие с решение по т. 7 от Протокол № 94/22.08.2005 г. на ДКЕВР разчетите за цената на топлинната енергия за следващия ценови период ще се извършват при преференциална цена на елек-

трическата енергия от комбинирано производство 79,44 лв./МВтч без ДДС.

При прегледа на представената прогнозна информация от предприятия са спазвани следните изходни условия.

1. При разглеждането на подадените от топлофикационните дружества заявления за утвърждаване на цени на топлинната енергия, технологичните разходи при преноса на топлинна енергия и специфичният разход на условно гориво са приведени в съответствие с изискванията на т. 4 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия, приети с Протоколно решение на ДКЕВР № 46 от 27.04.2005 г., т. 2, съгласно които:

– технологичните разходи на топлинна енергия се определят в енергийни единици – кВтч или МВтч, и се начисляват в цените на топлинната енергия с топлоносител водна пара и/или гореща вода, като до 2007 г. одобрените технологични разходи при преноса на топлинна енергия са по-малката от двете величини – включените в утвърдените цени през 2004 г. или действително постигнатите през 12-те месеца, предхождащи предложението за цени (при преноса на топлинна енергия с топлоносител водна пара това изискване не е приложено поради спецификите на пазара с този топлоносител – пряка зависимост на технологичните разходи от динамиката и режима на потребление);

– специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна и за производство на електрическа енергия за периода до 2007 г. е по-малката от двете величини: утвърдените в цените през 2004 г. или действително постигнатите за 12-те месеца, предхождащи предложението за цени.

2. Оценката на икономическата обосноваост на прогнозните условно-постоянни разходи на предприятията е направена при съобразяване с отчетените стойности за 2004 г. поради факта, че през този отоплителен сезон ДКЕВР за първи път ще утвърди разходни цени за всички групи потребители.

3. Извършен е сравнителен анализ на прогнозните стойности на условно-постоянните разходи на централите при спазване на следното: предприятията са групирани условно според вида на извършваната лицензионна дейност и вида на използваното основно гориво за производство в енергийната част; сравнителният анализ е извършен без включване на разходите за амортизации с цел да бъде отчетена специфичната справедлива стойност на дълготрайните активи за всяка централа; изчисленият среден условен разход на единица енергия е на база произведено количество енергия.

4. Цените на дружествата, които ползват природен газ за производството на топлинна и/или електрическа енергия, са коригирани в съответствие с новите цени на природния газ, утвърдени с Решение на ДКЕВР № Ц-019 от 29.09.2005 г.

В съответствие с изискванията на чл. 29 и чл. 30 от Наредбата на 05.10.2005 г. и 10.10.2005 г. са проведени открито заседание и обществено обсъж-

дане на заявленията за цени на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, подадени от дружествата от сектор “Топлоенергетика”. В резултат на това в ДКЕВР са постъпили възражения от следните дружества: “Топлофикация София” АД, “Топлофикация Пловдив” ЕАД, “Топлофикация Русе” ЕАД, “Топлофикация Плевен” ЕАД, “Топлофикация Сливен” ЕАД, “Топлофикация Габрово” ЕАД, “Топлофикация Казанлък” ЕАД, “Топлофикация Враца” ЕАД, “Топлофикация Бургас” ЕАД, “Топлофикация ВТ” АД, “Девен” АД, “Видахим” АД и “Захарни заводи” АД.

При прегледа и оценката на постъпилите от предприятията възражения е приложен следният общ подход за всички предприятия.

Възраженията, свързани с направените корекции на технологичните разходи при преноса на топлинна енергия и специфичния разход на условно гориво, които са приведени в съответствие с изискванията на т. 4 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия (приети с Протоколно решение на ДКЕВР № 46 от 27.04.2005 г., т. 2), не са приети.

Нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е определена съгласно чл. 13 от Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия при следните условия:

- структурата на капитала е съществуващата структура на предприятието към 31.12.2004 г.;

- нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е действителната среднопретеглена цена на заемите на топлопреносното предприятия, но не по-висока от цената на заемите за България (Приложение № Е-СТ-107/02.11.2005 г.);

- нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане за всички топлопреносни предприятия е намалена спрямо утвърдената за 2004 г.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал за всяко отделно енергийно предприятие е определена при съобразяване с промяната на съществуващите общи икономически условия в страната и при отчитане на риска за всяко отделно дружество.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена по метода “Натрупване на риска” (build-up approach), като при определянето на допълнително изискваната възвръщаемост, отразяваща специфичния риск за отделното енергийно предприятие, са дефинирани няколко валидни рискови фактори, а именно: диверсификация на потребителите; капиталова структура; финансови показатели на дружествата.

Исканията от страна на дружествата с комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за повишение на преференциалната цена на електрическата енергия поради повишението на цената на природния газ не са удовлетворени. Причината е, че при спазване изискванията на Указанията за

образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 5 юли 2004 г. и № 60 от 29 септември 2004 г., получените индивидуални цени на комбинирано произведената електрическа енергия от дружествата не превишават по стойност действащите преференциални цени на електрическата енергия. Тези цени дават преференция на дружествата по отношение на приходите, които ще формират и облекчават резултативно получените цени на топлинната енергия. Изключение правят “Топлофикация Перник” ЕАД и “Топлофикация Казанлък” ЕАД, които не са релевантни по отношение на технологичния режим на производство и утвърждаването на по-високи цени на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, би стимулирало неефективния начин на производство.

Искания на дружествата за утвърждаване на нови цени на електрическата и топлинната енергия, основани на данни, съществено различни от предложените в заявленията, не са разглеждани. По същество това са нови заявления за цени, подадени преди да е приключила процедурата по първите и без наличие на обстоятелства, които са довели до значително изменение на прогнозните разходи.

В резултат на направения сравнителен анализ между предприятията от сектор “Топлоенергетика” е извършена допълнителна корекция на общия размер на условно-постоянните разходи (УПР) на някои от дружествата.

Приетото от работната група равнище на УПР е определено на база осредняването на стойността на показателя ефективност на условно-постоянните разходи на единица произведена енергия за всяка отделна група дружества. Осреднената стойност на показателят е и критерий, спрямо който е измерена прогнозната стойност на всяко предприятие. Направените корекции на УПР са в размер на 50 % спрямо осреднената стойност.

Цената за мощност на топлинната енергия с топлоносител гореща вода за всички предприятия е изчислена така, че да съответства на плащанията за мощност за предходния отоплителен сезон.

НЕОБХОДИМИ ПРИХОДИ И ЦЕНИ ПО ДРУЖЕСТВА

“Топлофикация София” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация София” АД са в размер на 77 675 хил. лв. – с 4 % по-високи от отчетените за 2004 г. 74 607 хил. лв.

Прогнозните разходи за материали са увеличени с 699 хил. лв. или с

23,5 %, като най-значително е увеличението на материалите за текущо поддържане – от 1 805 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 2 332 хил. лв. за 2005 г. Увеличението е в размер на 527 хил. лв., т.е. с 29 %.

Увеличението на прогнозните разходи за ремонт в сравнение с отчетените през 2004 г. е с 10 %, което представлява 1 085 хил. лв. То е в резултат на намалението на разходите за ремонт в производството за 2005 г. с 83 хил. лв., т.е. малко над 1 %, и на увеличението на прогнозните разходи за ремонт в преноса от 3 673 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 4 841 хил. лв. за 2005 г., което е увеличение с 31,8 %.

При увеличение на прогнозните разходи за заплати и възнаграждения със 129 хил. лв. в сравнение с отчетната 2004 г., т.е. с по-малко от 1 %, предвидените за 2005 г. средства за осигуровки са увеличени със 7 % (837 хил. лв.)

Прогнозните разходи за вода са увеличени с 14 хил. лв. в сравнение с отчетната 2004 г., като в производството увеличението е със 796 хил. лв. или със 77,6 %, а в преноса не са прогнозирани разходи за вода, при отчетени за 2004 г. в размер на 782 хил. лв.

Увеличени са разходите за електрическа енергия в производството и преноса с 1 079 хил. лв. – от 7 876 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 8 955 хил. лв. – прогноза за 2005 г., или увеличение с 13,7 %.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като разлика между краткотрайните (краткосрочни) активи и краткосрочните пасиви на база счетоводен баланс към 31.12.2004 г.

Балансовата стойност на машини, съоръжения и оборудване към 31.12.2003 г. в Справка № 2 "Регулаторна база на активите" не отговаря на данните от счетоводния баланс към същия момент.

Стойността на собствения капитал на дружеството в Справка № 3 "Норма на възвръщаемост на капитала" не е определена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

Дружеството прогнозира за 2005 г. намаление на brutното производство на електрическа енергия от 875 655 МВтч на 774 200 МВтч, т.е. с 11,59 %, и увеличение на топлинната енергия от 5 595 869 МВтч на 5 920 304 МВтч, т.е. с 5,8 % спрямо предходната година.

Топлинната енергия за собствени нужди за цялото дружество се увеличава спрямо 2004 г. от 148 789 МВтч на 149 975 МВтч или с 0,79 %.

Прогнозните разходни норми на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия са завишени спрямо отчетените през 2004 г. и са следните.

Общо за дружеството

$$B_{\text{ел}} = 237,68 \text{ г/кВтч};$$

$$B_{\text{т}} = 133,86 \text{ кг/МВтч};$$

ТЕЦ "София"

$$B_{\text{ел}} = 252,99 \text{ г/кВтч};$$

$$B_{\text{т}} = 137,88 \text{ кг/МВтч};$$

ТЕЦ “София - Изток”	$B_{\text{ел}} = 234,53 \text{ г/кВтч};$
	$B_{\text{т}} = 132,50 \text{ кг/МВтч};$
ОЦ ”Земляне”	$B_{\text{т}} = 131,07 \text{ кг/МВтч};$
ОЦ ”Люлин”	$B_{\text{т}} = 131,43 \text{ кг/МВтч};$
ВОЦ – общо	$B_{\text{т}} = 139,70 \text{ кг/МВтч}.$

В прогнозните данни за 2005 г. е заложено намаление на технологичните разходи по преноса, както следва:

- с водна пара – от 62,5 % през 2004 г. на 57,7 % през 2005 г.;
- с гореща вода – от 16,2 % през 2004 г. на 13,5 % през 2005 г.

Независимо от предложеното намаление, прогнозните загуби по преноса с водна пара са завишени в абсолютно изражение с 9 744 МВтч.

Прогнозираната за реализация топлинна енергия с топлоносител водна пара бележи увеличение от 41,7 % спрямо отчетната година съответно от 36 510 МВтч на 51 737 МВтч.

Прогнозираната за реализация топлинна енергия с гореща вода общо за всички потребители се увеличава спрямо отчета за 2004 г. от 4 481 930 МВтч на 4 883 305 МВтч или с 8,96 %. По потребители промяната на прогнозата спрямо отчета е, както следва:

- битови потребители – от 3 542 190 МВтч на 3 906 644 МВтч или увеличение с 10,39 %;
- стопански потребители – от 939 740 МВтч на 976 661 МВтч или увеличение с 5,92 %.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	227,19	223,80*	237,68
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	131,98	131,08*	133,86
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	25,34 216 490	25,00 221 654	28,00 213 244
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	1,60 90 020	2,66 148 789	2,53 149 975
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	14,34 778 796	16,2 867 721	13,5 764 624*
Технологични разходи – пара	% МВтч	56,87 64 706	62,5 60 919	57,7 70 663

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 1120 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Наименование	Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
	2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
"Топлофикация София" ЕАД	1872	1781	1771	24	27	18	1905	3063	3025
ТЕЦ "София"	484	447	432	17	15	10	501	853	815
ТЕЦ "София - Изток"	668	653	653	7	12	8	680	1010	1010
ОЦ "Земяне"	344	332	348	-	-	-	348	500	500
ОЦ "Люлин"	247	228	217	-	-	-	247	450	450
ВОЦ общо	129	121	121	-	-	-	129	250	250

Прогнозните данни за отопляемите обеми на имотите на потребителите на топлинна енергия с гореща вода в Справка № 5 "Технико-икономически показатели в преноса" не са попълнени.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно методиката за изчисление, описана подробно в Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство. Спазването на алгоритъма на методиката, утвърдена от ДКЕВР, е наложително с оглед получаване на такава стойност на цената за мощност, която да позволи събирането на всички приходи от мощност при спазване на Общите условия на договорите с битовите потребители, утвърдени от ДКЕВР.

С писмо с изх. № Е-14-01-21/03.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация и обосновка на конкретни позиции от разходообразуващите елементи.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за материали, в т. ч. на материали за текущо поддържане в сравнение с отчетната 2004 г.

2. Обосновка на завишените прогнозни разходи за ремонт в преноса в сравнение с отчетната 2004 г.

3. Обосновка на завишените прогнозни разходи за осигуровки в сравнение с отчетната 2004 г.

4. Обосновка на завишените прогнозни разходи за вода в производството в сравнение с отчетната 2004 г.

5. Обосновка на завишените прогнозни разходи за купена електрическа енергия в сравнение с отчетната 2004 г.

6. Да се коригира стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

7. Да се коригират отчетните данни към 31.12.2003 г. в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

8. Обосновка на завишените прогнозни количества електрическа енергия за собствени нужди в ТЕЦ “София - Изток” в сравнение с отчетната 2004 г.

9. Обосновка на отчетените максимални стойности на потребление на топлинна енергия с топлоносители гореща вода и водна пара по централи и връзката им с инсталираните производствени мощности при определяне на признатите мощности, необходими за целите на ценообразуването.

10. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно методиката за изчисление, разписана подробно в Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

11. Да се попълнят липсващите прогнозни данни в Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса”.

12. В Справка № 1 “Разходи”, Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” и Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” да бъде посочен ценовият период.

13. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на прогнозните разходи, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-01-21/11.08.2005 г. “Топлофикация София” АД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

Прогнозните разходи за материали за 2005 г. на “Топлофикация София” АД са съобразени с реалните потребности на дружеството и са формирани при цени, действащи в момента на изготвяне на бизнес плана за 2005 г. По-високата

стойност на прогнозните разходи за материали за 2005 г. спрямо отчетените за 2004 г. се дължи основно на това, че през 2004 г. дружеството е осъществявало своята дейност в условията на финансов дефицит, породен от трудното събиране на вземанията от потребители на топлинна енергия за битови нужди, което се отразява на извършването на добра поддръжка на машините и съоръженията и следва да се компенсира през настоящата година.

Дружеството обосновава по-високите стойности на прогнозните разходи за ремонт спрямо отчетените за 2004 г. с ограничените си финансови средства в предходните години. В резултат на това са извършвани само най-неотложни и аварийни ремонти, което е довело до амортизиране на топлопреносната мрежа.

Дружеството посочва, че в прогнозните разходи за осигуровки за 2005 г. са включени и разходи за надбавки на персонала. Това определя по-високата стойност на разходите за социални осигуровки за 2005 г. в сравнение с отчетните за 2004 г.

Според “Топлофикация София” ЕАД завишението на прогнозните разходи за вода в производството се дължи на това, че тези разходи са отнесени към разходите за вода в топлоизточниците, защото реално водата се допълва при тях. Това е коригирано в Справка № 1 “Разходи”, като разходите за вода са отнесени и в преноса.

По-високите стойности на разходите за купена електрическа енергия са обосновавани от дружеството с увеличение на производството на топлинна енергия от ОЦ и ВОЦ за 2005 г. в сравнение с 2004 г.

Дружеството е направило корекция на стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията и в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Дружеството е коригирало стойностите на активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, посочени към 31.12.2003 г. съгласно Указанията.

Завишените прогнозни количества електрическа енергия за собствени нужди в ТЕЦ “София - Изток” дружеството обосновава с прогнозираното увеличение на производството на топлинна енергия в централата за 2005 г. в сравнение с отчетеното през 2004 г.

Инсталираните мощности на дружеството към 01.01.2005 г. съгласно техническата характеристика за производство на гореща вода са 3 970 МВт. Реалната мощност (сумарна, но не при едновременна работа), която може да се получи от основните генериращи мощности в централите, е около 2 900 МВт.

Това се дължи на техническото състояние на тези мощности, което за преобладаващата част от тях е близо до границата на пълната амортизираност. По тази причина те работят с намалена мощност. Така например парогенератори № 6, 7 и 8 в ТЕЦ “София” са натрупали над 212 000 работни часа, а турбогенератор № 6 – 262 000 работни часа. Това показва, че тези съоръжения са надхвърлили или са в края на своя работен ресурс. Ниската надеждност на съоръженията

налага честото им превключване при работа. Това личи от факта, че през годината всички основни съоръжения имат нарастване на работните часове.

Косвено за състоянието на съоръженията в централите са показателни и разходите за ремонти (планови и аварийни), които е необходимо да бъдат направени, за да се поддържат тези съоръжения в изправност. За осигуряване на нормална и непрекъсната работа в централите се поддържа постоянен горещ резерв от енергийни котли, турбогенератори и водогрейни котли. Общо за всички топлоизточници това прави около 900 МВт мощности в постоянен горещ резерв. Максимално достигнатата мощност на подаваната топлинна енергия през годините е около 2 000 МВт. Що се отнася до мощностите за производство на пара, те изцяло са подчинени на необходимото потребление от консуматорите, а не от инсталираните мощности за производство на електрическа и топлинна енергия. Посочените стойности са отразени в Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството”.

Поради техническа невъзможност цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно методиката, описана подробно в Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство в рамките на посочения срок, дружеството се е ангажирало да представи информацията допълнително.

Прогнозните данни за отопляемия обем в Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” са попълнени от дружеството.

Дружеството е представило Справка № 1 “Разходи”, Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” и Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” с ценови период 01.01.2005 г. – 31.12.2005 г.

След представените от дружеството обосновки и корекции работната група е констатирила следното.

Дружеството не е представило прогнозна инвестиционна и ремонтна програма, включващи мероприятията със съответните срокове и обосновки за изпълнението им до края на периода.

Представената от “Топлофикация София” АД обосновка относно разходообразуващи елементи не включва стойностно изражение по съответните елементи.

Представената от дружеството обосновка относно отчетените максимални стойности на потребление на топлинна енергия по централи и връзката им с инсталираните производствени мощности при определяне на признатите мощности, необходими за целите на ценообразуването, не е придружена със стойностно изражение на отделните показатели.

Във връзка с необходимостта от допълнителна обосновка на

прогнозираните разходи и показатели, с писмо с изх. № Е-14-01-21/19.08.2005 г. е изискана следната допълнителна информация.

1. В инвестиционната програма за прогнозния период да бъдат посочени мероприятията със срокове и обосновка на изпълнението им до края на периода и обвързването им с прогнозните разходи за амортизация, съответстващи на полезния живот на активите. Разходите да бъдат подробно обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос) и топлофикационни райони.

2. В ремонтната програма за прогнозния период да бъдат посочени мероприятията със срокове и обосновка на изпълнението им до края на периода и обвързването им с прогнозните разходи за ремонт. Разходите да бъдат подробно обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

3. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство като задължителен елемент за последващо изчисление на цената за енергия.

4. Към представените обосновки по т. 1, 2, 3 и 5 от писмото на дружеството да се приложат подробни справки, съдържащи отчетни и прогнозни стойности на всички елементи, които формират разходите по отделните позиции, и обосновка на необходимостта от завишение. Информацията да бъде представена по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № Е-14-01-21/26.08.2005 г. от “Топлофикация София” АД са получени изискваните допълнителни данни в непълен обем, като дружеството е представило:

- инвестиционна програма за 2005 г., като са описани мероприятията по топлофикационни райони и обекти, обща стойност на обекта, в т. ч. предвидените разходи за 2005 г. и източниците на финансиране;

- справка за извършените разходи и въведени ДМА към 31.07.2005 г. по програмата за КС;

- обосновка за изпълнението на инвестиционната програма до края на 2005 г. – до края на годината от предвидените за инвестиции 58 055 хил. лв. няма да бъдат усвоени около 4 000 хил. лв., предвидени за реконструкция на 12 км ТПМ и около 14 000 хил. лв. за абонатни станции.

Дружеството е представило справка за разходите по ремонта, предвидени в ремонтната програма за 2005 г., и отчет към 31.07.2005 г., определени като планови и аварийни. Приложена е обосновка за изпълнението ѝ до края на прогнозния период.

Средствата за ремонти в топлоизточниците са насочени основно за поддържане и възстановяване на основните и спомагателните агрегати и съоръжения в централите за постигане на сигурна работа и добри технически показатели.

Основната част от плановите ремонти в ТЕЦ “София - Изток” и в

преноса на топлинна енергия се предвижда да бъдат извършени през трето тримесечие на 2005 г, като аварийните ремонти до момента са незначителни и до края на годината предвидената сума може да не се усвои.

Като цяло ремонтната програма е ограничена поради финансовото състояние на дружеството, тъй като наличните парични средства се насочват приоритетно за редовното заплащане на консумирания природен газ на “Булгаргаз” ЕАД.

Дружеството отново информира комисията, че поради техническа невъзможност цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство в определения срок, изисканата информация ще бъде представена до 26.09.2005 г.

Дружеството е представило справки, съдържащи отчетни и прогнозни стойности на всички елементи, които формират разходите по отделни позиции, и обосновка на необходимостта от завишението им.

Представените справки са придружени със следните обосновки.

– Разходите за материали, предвидени в прогнозата за 2005 г., са съобразени с необходимостта на дружеството от материали и завишението на цените спрямо отчетените през 2004 г.

– Завишението на стойностите на горивата за автотранспорт през 2005 г. спрямо отчетеното през 2004 г. са реални и основно се дължи на завишаване на цените на горивата.

– Стойността на работното облекло през 2005 г. е завишена спрямо отчетеното през 2004 г. поради увеличение на цените на работното облекло, за което се съблюдават изискванията по охрана на труда, съобразено със сроковете на износване.

– Стойността на канцеларските материали е завишена спрямо отчета за 2004 г. по следните причини: увеличава се необходимостта от разпечатване на листовки по най-различни поводи, които се предоставят на абонатите чрез районните каси; увеличаване броя на писма, жалби и оплаквания от потребителите на топлинна енергия и непрекъснатата медийна атака, на които се отговаря.

– Прогнозните разходи за текущо поддържане са определени при условия, осигуряващи нормалното протичане на производствения процес, като същите са завишени основно в ТЕЦ “София”, в ТЕЦ “София - Изток” и в преноса на топлинната енергия. Финансовото състояние на дружеството не позволява осигуряване на необходимите средства за текущо поддържане, като до момента са извършвани най-неотложни разходи. Разходите за материали за автотранспорт и за инструменти са реално необходими.

– Обосновка на разходите за ремонт е представена в Справка за разходи по ремонта в “Топлофикация София” АД.

– Разходите за осигуровки и надбавки са завишени основно от разходите за социална дейност, където са увеличени социалните надбавки за персонала.

– Купената електрическа енергия е съобразена с производствената програма на дружеството, която е завишена спрямо отчета за 2004 г.

Дружеството е представило технически данни за основни съоръжения в топлоизточниците на “Топлофикация София” АД към 01.08.2005 г., списък на съоръженията, с които са достигнати максимални стойности на подадена топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода към консуматорите през отоплителен сезон 2004 – 2005 г., и справка за максимално достигнати стойности на подадена топлинна енергия с топлоносители гореща вода към консуматорите от ВОЦ.

От представените от страна на “Топлофикация София” АД обосновки са направени следните констатации.

1. Ремонтна програма

За 2003 г. “Топлофикация София” АД е отчело разходи за ремонт на стойност 9 547 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в условно-постоянните разходи, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 11 999 хил. лв., в т.ч. 8 417 хил. лв. в производството и 3 582 хил. лв. – в преноса.

Отчетените за 2004 г. ремонтни разходи са на стойност 10 915 хил. лв. и това е с 9,03 % по-малко от прогнозните, включени в цените на дружеството за предходния ценови период. В производството е отчетено намаление на изпълнението с 13,96 %, а в преноса – увеличение с 2,54 %.

Прогнозните разходи за ремонт в условно-постоянните разходи за 2005 г. са в размер на 12 000 хил. лв., от които 7 159 хил. лв. са разходите за ремонт в производство и 4 841 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за 2004 г. прогнозните разходи за 2005 г. са завишени с 10 %.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита изпълнение на ремонтната програма в размер на 5 158 хил. лв. за 2005 г., което е 43 % от общите годишни разходи. За аварийни ремонти дружеството е планирало разходи на стойност 2 599 хил. лв. За периода 01.01.2005 - 01.08.2005 г. дружеството е отчело разходи за аварийни ремонти в размер на 152 хил. лв. В представената обосновка за изпълнението на ремонтната програма е посочено, че предвидената сума за аварийни ремонти в размер на 2 599 хил. лв. може да не бъде усвоена.

2. Инвестиционна програма

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за инвестиции в размер на 29 393 хил. лв.

В инвестиционната програма за 2004 г. “Топлофикация София” АД планира инвестиции в размер на 55 995 хил. лв. Съгласно представен с писмо с

вх. № Е-14-01-9/22.04.2005 г. отчет на инвестиционната програма за 2004 г. от “Топлофикация София” АД, усвоените средства за инвестиции са на стойност 49 391 хил. лв., т.е. отчетено е изпълнение 88 %.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 58 055 хил. лв., от които 14 010 хил. лв. в производството, 39 685 хил. лв. в топлопреносната мрежа, и 4 360 хил. лв. – други. Разходите за инвестиции за 2005 г. са завишени със 17,5 % в сравнение с отчетените за 2004 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 20 858 хил. лв. усвоени средства за инвестиции, т.е. изпълнение 35,93 % от годишните разходи за инвестиции. В производството са отчетени инвестиции в размер на 5 966 хил. лв. (42,59 %), а в преноса – 13 266 хил. лв. (33,42 %).

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. В условно-постоянните разходи

1.1. Прогнозните разходи за материали за текущо поддържане са коригирани с 495 хил. лв., от 2 332 хил. лв. на 1 837 хил. лв., до нивото на реално отчетените стойности за 2004 г. при което процентът на завишение намалява от 29 % на 1,8 %.

Корекциите са извършени, както следва:

– в ТЕЦ “София” – от 420 хил. лв. на 315 хил. лв., т.е. намаление със 105 хил. лв.;

– в ТЕЦ “София - Изток” – от 602 хил. лв. на 492 хил. лв. или намаление със 110 хил. лв.;

– в преноса – от 1 053 хил. лв. на 773 хил. лв., т.е. намаление с 280 хил. лв.

Дружеството не е обосновало аргументирано необходимостта от завишение на прогнозните разходи за материали за текущо поддържане.

1.2. Прогнозните разходи за ремонт са коригирани с 2 247 хил. лв., от 12 000 хил. лв. на 9 753 хил. лв., в съответствие с обосновката на дружеството за изпълнение на ремонтната програма до настоящия момент и потенциалните възможности за финансиране на текущите аварийни ремонти до края на прогнозния едногодишен период. За аварийни ремонти дружеството е планирало годишни разходи на стойност 2 599 хил. лв. За периода 01.01.2005 – 01.08.2005 г. дружеството отчита разходи за аварийни ремонти в размер на 152 хил. лв. За периода 01.08.2005 – 31.12.2005 г. работната група включва в цените прогнозни 200 хил. лв., като не приема останалата част от прогнозната стойност в цените на топлинната енергия за прогнозния ценови период. Предложената от членовете на работната група стойност на прогнозни разходи за ремонт за едногодишен период отразява реално изпълнение на прогнозираната стойност.

1.3. Прогнозните разходи за осигуровки са коригирани с 350 хил. лв., от 12 567 хил. лв. на 12 217 хил. лв., поради следните причини.

– Прогнозираната обща сума за разходи за осигуровки от дружеството е 91 % от прогнозните разходи за заплати и възнаграждения. Писмената обосновка на дружеството е, че сумата е висока поради включването в нея на суми за социални надбавки. Членовете на работната група приемат, че при максимално висок размер на социални осигуровки за сметка на работодателя (процентът е в зависимост от структурата на осигуряваните служители и категорията им) оставащата част от прогнозираните разходи представляват 41 % от прогнозата за заплати и възнаграждения, което е неприемливо висока стойност.

– Направени са преизчисления на разходите за социални надбавки и към социалните осигуровки са прибавени суми за социални надбавки в размер на 20 % от разходите за заплати и възнаграждения.

2. В р а з х о д н и т е н о р м и

Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия по топлоизточници са приведени в съответствие със стойностите, отчетени в цените през 2004 г., съгласно задължителните изисквания на т.4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 5 823 хил. лв.

Общо за дружеството	$B_{\text{ел}}$ – от 237,68 г/кВтч на 223,37 г/кВтч ; $B_{\text{т}}$ – от 133,86 кг/МВтч на 130,82 кг/МВтч ;
ТЕЦ “София”	$B_{\text{ел}}$ – от 252,99 г/кВтч на 228,59 г/кВтч; $B_{\text{т}}$ – от 137,88 кг/МВтч на 132,43 кг/МВтч;
ТЕЦ “София - Изток”	$B_{\text{ел}}$ – от 234,53 г/кВтч на 222,29 г/кВтч; $B_{\text{т}}$ – от 132,50 кг/МВтч на 129,98 кг/МВтч;
ОЦ ”Земляне”	$B_{\text{т}}$ – от 131,07 кг/МВтч на 128,21 кг/МВтч
ОЦ ”Люлин”	$B_{\text{т}}$ – от 131,43 кг/МВтч на 129,77 кг/МВтч;
ВОЦ – общо	$B_{\text{т}}$ – от 139,70 кг/МВтч на 139,29 кг/МВтч.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 74,08 лв./ МВтч.
3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 42,18 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 12,00 лв./кВт/год.
4. Необходими годишни приходи – 311 433 хил. лв.
5. Регулаторна база на активите – 372 114 хил. лв.
6. Норма на възвръщаемост – 8,21 %.
7. Преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ, преизчислена пропорционално на намалението на цената за

енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 39,95 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

С писма с вх. № Е-14-01-29/05.10.2005 г., № к. Е-14-01-29/12.10.2005 г. и № к. Е-14-01-29/18.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР становища със следните искания и възражения.

1. Увеличената с Решение на ДКЕВР № Ц-019/29.09.2005 г. цена на природния газ от 01.10.2005 г. с 18,11 % влияе съществено на увеличението на цените на електрическата и топлинната енергия. “Топлофикация София” АД предлага да бъде увеличена цената на електрическата енергия, продавана от дружеството, от 80,00 лв./МВтч на 90,00 лв./МВтч, поради това, че природният газ участва и в производството на електрическата енергия.

2. Намаляването на разходните норми за производство на електрическа енергия в ТЕЦ “София” и ТЕЦ “София - Изток” до нивото на приетите за база от 2004 г. е необосновано поради различната конфигурация на съоръженията, работещи през 2005 г. и през 2006 г., спрямо приетите за база показатели от 2004 г. Поради незадоволителното състояние на съоръженията, предстоящото излизане в основен ремонт и промяната на конфигурацията им, тази норма е трудно постижима. Този факт ще доведе до реализиране на по-голям разход на гориво, който няма да се покрие от приходите и това ще влоши допълнително финансовия резултат на дружеството.

Разходната норма за производство на топлинна енергия в ОЦ “Земляне” в прогнозата за 2005 г. е коригирана на 128,21 кг/МВтч – стойност, по-ниска от най-ниско достигнатата от централата през последните години, а те са, както следва:

	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Прогноза, кг/МВтч	133,80	130,90	130,43
Отчет, кг/МВтч	130,29	129,82	129,73

Разходните норми да бъдат коригирани, като на ОЦ “Земляне” се признае разходна норма от 130,50 кг/МВтч, а за производство на електрическа енергия в ТЕЦ “София” – 235,00 г/кВтч, и това да бъде отразено в проекта за цените на топлинната енергия на дружеството.

3. Намаленият размер на средствата за ремонт с 2 247 хил. лв. ще се отрази неблагоприятно върху работата на топлофикационната система през 2006 г., както и на изпълнението на показателите за качество. Независимо от това, дружеството спира от 05.10.2005 г. извършване на планови ремонти с цел спазване на предложения от работната група намален размер на средствата за ремонт

през 2005 г.

4. Намаляването на нормата на възвръщаемост до 4,41 % ще ограничи дружеството в провеждане на инвестиционната политика, свързана с повишаване на енергийната ефективност, опазването на околната среда и поетия ангажимент пред ЕБВР и МБВР по съфинансиране на проекта “Рехабилитация на топлофикационната система на град София”.

След анализа на постъпилата от дружеството информация са направени следните констатации и корекции във връзка с възраженията на “Топлофикация София” АД.

1. По т. 1, 2 и 4 от възраженията на дружеството мотивите за неприемането са описани в спасените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества.

2. Възражението на дружеството по т. 3 относно разходите за ремонт не се приема, тъй като са коригирани само прогнозните разходи за аварийни ремонти, като мотивите за корекцията са описани подробно в Доклада за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”, приет с Протоколно решение на ДКЕВР № 129 от 27.09.2005 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита изпълнение на ремонтната програма в размер на 5 158 хил. лв. за 2005 г., което е 43 % от общите годишни разходи. За аварийни ремонти дружеството е планирало разходи на стойност 2 599 хил. лв. За периода 01.01.2005 – 01.08.2005 г. дружеството отчита разходи за аварийни ремонти в размер на 152 хил. лв. В представената обосновка за изпълнението на ремонтната програма е посочено, че предвидената сума за аварийни ремонти в размер на 2 599 хил. лв. може да не бъде усвоена.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал. За “Топлофикация София” АД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 3,46 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 87,59 лв./МВтч.
3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 46,54 лв./МВтч;

- цена за мощност – 10,53 лв./кВт/год.
 - 4. Необходими годишни приходи – 326 502 хил. лв.
 - 5. Регулаторна база на активите – 372 114 хил. лв.
 - 6. Норма на възвръщаемост – 3,46 %.
 - 7. Преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ, преизчислена пропорционално на намалението на цената за енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 44,22 лв./МВт.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Пловдив” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Пловдив” ЕАД намаляват от 9 991 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 9 884 хил. лв., т.е. със 107 хил. лв. или с 1,1 %.

Прогнозните разходи за амортизации за 2005 г. са в размер на 1 800 хил. лв., а отчетените амортизации през 2004 г. са на стойност 1 801 хил. лв., т.е. не се предвижда съществено изменение.

Разходите за ремонт, прогнозирани за 2005 г., се увеличават от 806 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 1020 хил. лв., т.е. предвиденото увеличение е в размер на 214 хил. лв. или с 26,55 %.

Прогнозните разходи за енергия са увеличени със 144 хил. лв. – от 612 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 756 хил. лв., предвидени за 2005 г., т.е. с 23,53 %.

Отчетните и прогнозните данни от Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не са изготвени в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

“Топлофикация Пловдив” ЕАД прогнозира 2,5 % намаление на брутното производство на електрическа енергия в сравнение с отчета за 2004 г. от 136 072 МВтч на 132 678 МВтч за 2005 г. и намаление на общо произведената топлинна енергия от 567 514 МВтч на 562 585 МВтч.

Топлинната енергия за собствени нужди за цялото дружество се запазва на нивото на отчетната 2004 г. – 44 000 МВтч.

При отчетени разходни норми за 2004 г., съответно за електроенергия 190,99 г/кВтч и за топлинна енергия 138,32 кг/МВтч, за 2005 г. са предложени за приемане следните разходни норми: за електроенергия 185,03 г/кВтч и за топлинна енергия 137,82 кг/МВтч, които са допустими за наличната технология

на производство и съоръжения (противоналегателна турбина с бойлер-кондензатор) и са по-ниски от постигнатите през 2004 г.

В прогнозните данни е заложено увеличение на технологичните разходи по преноса с топлоносител водна пара поради продължаващата тенденция за намаляване на потреблението на технологична пара, прекъснатия режим на потребление и прогнозно намаление на същите с топлоносител гореща вода, както следва:

- с водна пара от 69,9 % през 2004 г. на 70,4 % през 2005 г.;
- с гореща вода от 23,1 % през 2004 г. на 22,76 % през 2005 г., т.е. намаление с 2 406 МВтч.

Прогнозираната за реализация топлинна енергия с гореща вода общо за всички потребители намалява спрямо 2004 г. от 355 032 МВтч на 352 697 МВтч.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005	Бизнес план 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	477,92*	504,42	487,24	485,00
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	154,06*	162,77	159,24	155,00
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	23,39 116 000	24,63 127 029	24,00 120 000	24,00 120 000
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	10,43 40 000	11,19 41 871	11,28 41 000	- 41 000
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	29,03 96 800*	33,30 109 291	29,11 92 000	29,20 103 000

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 388,2 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
115	97,1	100,2	5,25	5,75	5,85	120,65	104,8	103,8

С писма с изх. № Е-14-02-21/02.08.2005 г. и изх. № к. Е-14-02-21/30.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни годишни разходи за ремонт и енергия в сравнение с отчетените за 2004 г.

2. Обосновка на прогнозните годишни разходи за амортизации.

3. Да се коригират отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 "Регулаторна база на активите" и Справка № 3 "Норма на възвръщаемост на капитала" съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-19/16.052005 г., а в останалите справки да бъде посочен ценовият период.

4. Обосновка на стойността на признатата мощност с топлоносители водна пара и гореща вода в производството.

5. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писма с вх. № к. Е-14-02-21/12.08.2005 г. и вх. № к. Е-14-02-21/09.09.2005 г. от "Топлофикация Пловдив" ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

Ремонтната програма на дружеството обезпечава само най-неотложните ремонти, гарантиращи безопасна и аварийна работа на съоръженията, и е определена на база водената техническа документация, извършвана диагностика и оценка за състоянието на съоръженията при предхождащ ремонт и по време на експлоатацията им.

Прогнозата за разход на електрическа енергия на “Топлофикация Пловдив” ЕАД се основава на отчета по месеци за 2005 г. При план за първо полугодие 4 368 МВтч са отчетени 4 298 МВтч (за същия период на 2004 г. отчетената електроенергия е 4 034 МВтч), като дружеството запазва тази тенденция при прогнозата до края на година. Дружеството е приложило в табличен вид отчетни данни по тримесечия за 2003 г., 2004 г. и първо полугодие на 2005 г., както и план за 2005 г. по тримесечия.

При определяне на прогнозните разходи за амортизации за 2005 г. дружеството е предвидило активите, които ще бъдат напълно амортизирани, и придобиването на нови, на които ще започне начисляването на амортизации. Приложена е информация с придобитите за периода 01.01.2005 – 31.07.2005 г. активи и тези до края на периода.

Дружеството е представило коригирани Справка № 2 ”Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-19/16.052005 г.

Не са включени в РБА към 31.12.2004 г. активи с балансова стойност 180 хил. лв., за които дружеството е приложило справка.

Представена е справка за среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Кредит, хил. лв.	Предназначение	Относително тегло на кредита, %	Договорена лихва, %
4 042	главница по заем 3739 BUL за АС	45,74	5,12
47	главница по заем 3739 А BUL за топломери	0,53	5,12
436	главница по заем 3739 S BUL за топломери	4,93	5,12
2 311	банков заем за рехабилитация на АС	26,15	8,72
2 000	револвиращ кредит за горива	22,63	6,46
8 836	обща сума		
Среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,36 %.			

Дружеството е обосновало стойността на признатата мощност с топлоносители водна пара и гореща вода в производството. Тъй като “Топлофикация Пловдив” ЕАД е предприятие, извършващо производство и пренос на топлинна енергия, е прието признатата мощност в производството да е равна на тази в преноса.

Анализът на реално достигнатите топлинни товари по топлоизточници и видове топлоносители показва следното.

Година	2002	2003	2004
<i>ТЕЦ "Пловдив - Север"</i>			
Пара, МВт	21	17	14
Гореща вода, МВт	106	98	106
<i>ОЦ "Пловдив - Юг"</i>			
Пара, МВт	7	7	7
Гореща вода, МВт	49	54	47

Дружеството е представило инвестиционна и ремонтна програма за 2005 г., отчет за изпълнението им за периода 01 м. – 07 м. на 2005 г. и обосновка за изпълнението им до края на периода.

След направените обосновки и корекции от страна на "Топлофикация Пловдив" ЕАД, са направени следните констатации.

1. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 496 хил. лв. Разходите за ремонт, утвърдени в цените за 2004 г., са в размер на 722 хил. лв. Отчетени са ремонтни разходи на стойност 806 хил. лв., което е увеличение с 11,63 %.

Прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са в размер на 1020 хил. лв., от които 376 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 644 хил. лв. - в преноса. Спрямо отчетените за предходния ценови период, прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са увеличени с 26,55 %, което е резултат от увеличение с 34,29 % в производството и 22,43 % - в преноса.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита ремонтни разходи в размер на 150 хил. лв., което е 14,71 % изпълнение на годишната ремонтна програма. Отчетените разходи за ремонт в производството са в размер на 73 хил. лв., а в преноса са 77 хил. лв.

2. Инвестиционна програма

С писмо с вх. № Е-14-02-13/05.04.2005 г. "Топлофикация Пловдив" ЕАД отчита инвестиционни разходи в размер на 2 051 хил. лв. за календарната 2004 г. при планирани разходи в размер на 2 040 хил. лв., което е увеличение с 0,54 %.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 1 200 хил. лв., от които в производството 452 хил. лв., 678 хил. лв. в преноса и 70 хил. лв. – други. Планираните инвестиции за 2005 г. са занижени с 41,49 % в сравнение с усвоените през 2004 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 21 % изпълнение на инвестиционната програма, като в производството изпълнението е 5,46 %, а в преноса – 33,63 %.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предвари-

телно ограничаване до 0,05 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Годишните прогнозни разходи за ремонт са коригирани с 315 хил. лв., от 1 020 хил. лв. на 705 хил. лв., на база планирани ремонти за 2005 г. и реално отчетени към 31.07.2005 г. Предложената корекция е извършена при съобразяване със следното.

– Изпълнението на прогнозната едногодишна стойност на текущите ремонти към 31.07.2005 г. е едва 11,9 %, т.е. вероятността за реално усвояване на предвидената сума е малка.

– Планираните суми за ремонт в топлопреносната мрежа до голяма степен са разходи за аварийен ремонт и предварителното залагане в разходите на дружеството на завишени разходи за ремонти поради аварии е по-достоверно, ако се извършва на базата на исторически данни.

– Резултатите от извършения сравнителен анализ на общите условно-постоянни разходи на централите с комбиниран начин на производство на топлинна и електрическа енергия с основно гориво природен газ показва, че разходите на дружеството за единица произвеждана енергия са значително по-високи от тези на останалите централи, което означава, че дружеството има резерв за постигане на по-голяма ефективност на условно-постоянните си разходи.

– Положителната тенденция за подобряване финансовото състояние на дружеството към последния отчетен едногодишен период е резултат от по-голямото намаляване на общите разходи на дружеството в сравнение с общите приходи. Включването на завишени прогнозни разходи в утвърдените необходими приходи от дейността на дружеството е сигнал за още по-голямо нарастване на разликата в ефективността между разходите за единица производство на “Топлофикация Пловдив” ЕАД и останалите централи.

2. Технологичните разходи по преноса с топлоносител гореща вода са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените за 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 365 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 101,16 лв./МВтч.

3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 51,17 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 8,31 лв./кВт/год.
 - 4. Необходими годишни приходи – 33 809 хил. лв.
 - 5. Регулаторна база на активите – 39 711 хил. лв.
 - 6. Норма на възвръщаемост – 8,86 %.
 - 7. Преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ, произчислена пропорционално на намалението на цената за енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 49,13 лв./МВтч.
- В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-02-28/05.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР следните възражения.

Във връзка с увеличението на цената на природния газ и промяната в преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, дружеството предлага цена за продаваната от него електрическа енергия в размер на 90 лв./МВтч, считано от 01.11.2005 г., с мотиви, че: нарастването на цената на природния газ дава отражение в разходите, формиращи себестойността на електрическата енергия; съгласно Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия и свързаните с нея Указания на ДКЕВР, приходите от електрическа енергия ще намалят необходимите приходи за производство на топлинна енергия, с което ще бъдат редуцирани цените на топлинната енергия.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Пловдив” ЕАД възражения е прието, че не са налице основания за удовлетворяване на исканията на дружеството, като мотивите за неприемането са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества.

1. Извършена е допълнителна корекция на общия размер на УПР в размер на 1500 хил. лв., в съответствие с приложения общ подход.

2. Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал. За “Топлофикация Пловдив” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,04 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 120,94 лв./МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 50,98 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 8,31 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 34 101 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 39 711 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 4,04 %.
 7. Преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ, произчислена пропорционално на намалението на цената за енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 47,90 лв./МВт.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Плевен” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Предложената в заявлението преференциална цена на електрическата енергия от 80 лв./МВтч е по-висока от разходно получената стойност при разпределението на разходите между продуктите от 67,91 лв./МВт, и по-висока от определената преференциална цена за продажба на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, от 79,44 лв./МВтч, съгласно чл. 33, ал. 1 и 2 от Закона за енергетиката.

Отчетните данни в Справки № 1, № 4, № 5 и № 6, приложени към подаденото заявление за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, са за период 01.01.2003 – 31.12.2003 г. За сравнение на прогнозните разходи и показатели са използвани представените отчети за 2004 г. във връзка с извършеното текущо наблюдение.

Условно-постоянните разходи по прогноза за 2005 г. на “Топлофикация Плевен” ЕАД са в размер на 4 873 хил. лв., т.е. с 3,9 % по-ниски от отчетените през 2004 г.

Прогнозните разходи за амортизации са в размер на 1 200 хил. лв. и са увеличени спрямо отчетените през 2004 г. с 10,7 % или със 116 хил. лв. Разпределението между производство и пренос е, както следва:

- увеличение на разходите в производството за 2005 г. в сравнение с отчетените през 2004 г. с около 49 %, което в стойностно изражение представлява 197 хил. лв.;

- намаление на разходите в преноса с 81 хил. лв., т.е. с 11,8 %.

Дружеството прогнозира увеличение на разходите за ремонт с 54 хил. лв.

спрямо отчетените през 2004 г., което в процентно изражение е увеличение с 10,5 %, като в производството предвидените разходи за ремонт в производството се увеличават от 390 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 456 хил. лв., т.е. дружеството предвижда увеличение с около 17 %, а в преноса е предвидено намаление на разходите за ремонт за 2005 г. с 12 хил. лв. или с 9,6 % спрямо отчетените през 2004 г.

В Справка № 2 “Регулаторна база на активите”:

– данните за активите на дружеството са посочени към 31.12.2004 г. и сумарната стойност на активите за топлинна и електрическа енергия са в рамките на общите активи на дружеството съгласно издадената лицензия;

– необходимият оборотен капитал, включен в регулаторната база на активите, е изчислен като разлика между краткотрайните (краткосрочни) активи (като са изключени разходи за бъдещи периоди в размер на 2 хил. лв.) и краткосрочните пасиви на базата на счетоводния баланс към. 31.12.2004 г.

“Топлофикация Плевен” ЕАД прогнозира увеличение на brutното производство на електрическа енергия с 5,54 % в сравнение с отчета за 2004 г. от 71 915 МВтч на 75 900 МВтч през 2005 г. и увеличение на общо произведената топлинна енергия от 476 473 МВтч на 516 100 МВтч, т.е. с 8,31 %.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството се увеличава от 21,88 % през 2004 г. на 23,31 % за 2005 г.

При отчетени разходни норми за 2004 г. съответно за електроенергия 255,11 г/кВтч и за топлинна енергия 143,59 кг/МВтч за 2005 г. са предложени за приемане следните разходни норми: за електроенергия – 241,09 г/кВтч, и за топлинна енергия – 143,98 кг/МВтч.

За 2005 г. “Топлофикация Плевен” ЕАД прогнозира увеличение на общо отпуснатата топлинна енергия към преноса в сравнение с отчетната 2004 г. с 8,29 %, като топлинната енергия с гореща вода се увеличава от 337 810 МВтч на 374 100 МВтч, т.е. с 10,74 %, а топлинната енергия с водна пара се увеличава от 106 093 МВтч на 106 600 МВтч при увеличение на собствените нужди в производството от 32 570 МВтч на 35 400 МВтч, т.е. с 8,69 %.

Признатите мощности за производство на водна пара се намаляват от 100 МВт на 71 МВт за прогнозния период.

В прогнозните данни е заложено увеличение на технологичните разходи по преноса с топлоносител водна пара и прогнозно намаление на същите с топлоносител гореща вода, както следва:

– с водна пара от 39,35 % през 2004 г. на 42,68 % през 2005 г.;

– с гореща вода от 22,08 % през 2004 г. на 17,36 %, т.е. намаление с 9 636 МВтч.

Запазват се договорената мощност с потребителите на гореща вода и отопляемия обем на имотите за 2005 г. съответно 430 МВт и 5 470 433 м³.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди

и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	231,50*	255,11	241,09
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	139,83*	143,59	143,98
Електрическа. енергия за собствени нужди	% МВтч	21,62 17 250	21,88 15 737	23,31 17 690
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	6,77 33 400	6,84 32 570	6,86 35 400
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	18,16 64 950*	22,08 74 594	17,36 64 958
Технологични разходи - пара	% МВтч	42,16 43 050	39,35 41 747	42,68 45 500

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 325,4 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
141	136	131,9	35,1	32,6	32,5	175,6	460	501

С писмо с изх. № Е-14-04-15/26.07.2005 г. е изискана следната допълнителна информация.

1. Обосновка на завишените прогнозни годишни разходи за амортизации и ремонт в производството в сравнение с отчетените за 2004 г.
2. Обосновка на получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.
3. Обосновка на завишените прогнозни разходи за собствени нужди от електрическа енергия в производството в сравнение с отчетените за 2004 г.

4. Обосновка на количествата произведени принудена и комбинирана електрическа енергия като функция на режимите на производство и количество-то произведена топлинна енергия

5. Обосновка на стойността на признатата мощност с топлоносители водна пара и гореща вода в производството.

6. Обосновка относно начина на изчисляване на цената за мощност на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

7. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-04-15/09.08.2005 г. от “Топлофикация Плевен” ЕАД са получени изискваните допълнителни данни.

Становището на дружеството, изразено в допълнителните обосновки, е следното.

Дружеството обосновава завишените прогнозни разходи за амортизации с изпълнените инвестиционни мероприятия през 2004 г. в размер на 1 179 хил. лв., придобити и включени в баланса като ДМА предимно в края на годината.

По мероприятията те са: реконструкция и модернизация на участъци от топлопреносната мрежа с предварително изолирани тръби на стойност 763 хил. лв.; доставка и монтаж на газоанализатор на димни газове на стойност 90 хил. лв. Общото увеличение на годишната амортизационна квота през 2005 г. спрямо 2004 г. за новопридобитите ДМА е 242 хил. лв., но отчитайки, че през 2005 г. ще има и такива, които набират отчетната си стойност, дружеството е приело увеличение на амортизациите със 116 хил. лв.

Дружеството е представило справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Кредит	Година	Предмет	Размер на кредита, хил. лв.	Лихвен процент	Годишна лихва, хил. лв.
№3739S-BUL	1998	топломери	356	7,25	45
№3739A-BUL	2002	АС	1825	5,37	60
Инвестиционен кредит	2002	монтаж АС	498	8,90	81
Оборотен кредит	2003	горива	50	8,95	1
Лизингов договор	2004	автомобили	65	10,0	7
Всичко			2794		194
Среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,95 %.					

През 2005 г. дружеството предвижда да се произведе по-голямо количество топлинна енергия. Поради спецификата на принципната технологична схема, която се използва в “Топлофикация Плевен” ЕАД, по-голямото количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода изисква по-голямо количество електроенергия за мрежовите помпи. От друга страна, през лятото електроенергията за собствени нужди е константа, но тъй като е достигнат минимумът на потребление на топлоенергия от населението, съответно произведената електроенергия намалява, което означава, че в проценти електроенергията за собствени нужди е увеличена.

Наименование	Отчет 2004	Прогноза 2005	Увеличение, %
Отпусната топлинна енергия към преноса с топлоносител гореща вода, МВтч	337 810	374 100	10,74
Произведена електрическа енергия, МВтч	71 915	75 900	5,54
Електрическа енергия за собствени нужди, МВтч	15 737	17 690	12,41

Обосновка на количествата произведена принудена и комбинирана електрическа енергия като функция на режимите на производство и количеството произведена топлинна енергия.

Количествата произведена принудена и комбинирана електроенергия зависят от това кои турбогенератори са в експлоатация. Целогодишно стремежът на дружеството е да използва турбогенератор № 2, който е противоналегателен тип и при него цялото количество електроенергия е комбинирана. Използването на турбогенератор № 1, който е пароотборен тип, е ограничено до минимум. Той се използва през неотоплителния сезон при ремонт и профилактика по топлопреносната мрежа, когато топлинният товар не е достатъчен за експлоатация на ТГ № 2 или ако той е в ремонт, а през отоплителния сезон се използва като допълнителна мощност. Произведената от турбогенератор № 1 електроенергия се разделя на принудена и комбинирана. Стремежът турбината да работи с минимално допустимото количество пара през кондензатора не винаги е осъществим – в зависимост от топлинния товар, необходим за консуматорите, и поради необходимостта за охлаждане на задната част на турбината.

При нужда от допълнителна мощност през отоплителния сезон се използва и водогреен котел, който няма връзка с производството на електроенергия.

Поради горните причини почти цялото количество произведена електроенергия е комбинирана и увеличаването на производството на топлоенергия над определена стойност не води до увеличаване на произведената принудена електроенергия.

Наименование	Отчет 2004	Прогноза 2005
Продадена електрическа енергия, МВтч	56 178	58 210
Принудена електроенергия, МВтч	1 931	1 670
Процент на принудената електроенергия, %	3,44	2,87
Отпусната топлинна енергия към преноса с топлоносител гореща вода, МВтч	337 810	374 100

Отпуснатата топлинна енергия към потребителите с топлоносител водна пара и гореща вода през изминалата година е във връзка с предложената за утвърждаване призната мощност.

При потребителите на топлинна енергия с топлоносител водна пара се наблюдава устойчиво ниво на потребление. Отчитайки наличието на реална конкуренция в лицето на газоразпределителното предприятие, работещо на територията на гр. Плевен, и преминаването на част от промишлените предприятия на работа с природен газ, е предложено намаляване на признатата мощност с топлоносител водна пара за 2005 г.

Наименование	Отчет 2004	Прогноза 2005
Призната мощност с топлоносител водна пара, МВт	100	71
Призната мощност с топлоносител гореща вода, МВт	430	430

При изчисляване на цената за мощност “Топлофикация Плевен” ЕАД е избрало горна граница на цената за мощност, която се доближава до реалната, но предполагаемо поносима за всички потребители. Основанието за това предложение е, от една страна, да се получат достатъчно приходи в дружеството регулярно през цялата година от всички потребители, включително и от отказалите се, и от друга страна, тези приходи да бъдат реално събираеми като парични постъпления.

Променливите разходи са коригирани с разликата от разходите по преноса и общата сума за мощност за всички потребители.

Тарифиране на цената за енергия в зависимост от потреблението дружеството не предлага.

“Топлофикация Плевен” ЕАД е представило изисканите ремонтна и инвестиционна програма за 2005 г., разпределени по вид дейност, обекти и меро-

приятия, придружени с подробна обосновка за изпълнението им до края на периода.

От представените обосновки от страна на “Топлофикация Плевен” ЕАД са направени следните констатации.

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за инвестиции в размер на 1 254 хил. лв. При планирани инвестиции за 2004 г. в размер на 1 200 хил. лв. усвоените са в размер на 1 068 хил. лв., което е с 11 % по-малко от планираните.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 270 хил. лв. в производството и 945 хил. лв. – в топлопреносната мрежа. Общият размер на прогнозните разходи за инвестиции е 1 215 хил. лв., което е с 13,76 % повече от отчетените за 2004 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 135 хил. лв. усвоени средства за инвестиции или изпълнение 11,11 %. В производството са усвоени 10 хил. лв., а в преноса – 125 хил. лв.

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за ремонт на стойност 858 хил. лв., като 595 хил. лв. са в производството и 263 хил. лв. – в преноса.

Прогнозните разходи за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 574 хил. лв., в т.ч. 472 хил. лв. в топлоизточника и 102 хил. лв. – в топлопреноса. За 2004 г. са отчетени ремонтни разходи на стойност на 515 хил. лв., в т.ч. 390 хил. лв. в производството и 125 хил. лв. – в преноса, т.е. отчетени са ремонтни разходи с 10,28 % по-малко от предвидените.

Прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са в размер на 569 хил. лв., от които 456 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 113 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за 2004 г. прогнозните разходи за ремонт са завишени с 10,49 %.

Дружеството отчита 50,02 % изпълнение на ремонтната програма към 31.07.2005 г.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,95 % на 6,41 % в съответствие с представената от дружеството допълнителна справка.

2. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 550 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и

елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 57,41 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 41,68 лв./МВтч;

– цена за мощност – 10,84 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 24 339 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 15 853 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 8,86 %.

В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-04-26/05.10.2005 г. “Топлофикация Плевен” ЕАД е представило следните възражения.

1. Намалението на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,95 % на 6,41 %, като в доклада е цитирана представена допълнителна справка от дружеството – изпратената справка е със среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,95 %. Според дружеството нормата 6,41 %, ползвана при разработката от страна на работната група от ДКЕВР, е напълно необоснована и немотивирана.

2. “Топлофикация Плевен” ЕАД за 2004 г. е отчетела разходни норми за производство на електроенергия 255,11 г_{у.г.}/кВтч и за производство на топлоенергия 143,59 кг_{у.г.}/МВтч. В бизнес плана на дружеството за 2005 г. и в предложението за цени са заложени снижени разходни норми, както следва:

– за производство на електроенергия 241,09 г_{у.г.}/кВтч;

– за производство на топлоенергия 143,98 кг_{у.г.}/МВтч.

Това са реално достижимите им стойности. Коригирането им до нивото на прогнозните за 2004 г., които са утвърдени като най-ниските за предходните три години и допълнително намалени с 2 %, а именно за производство на електроенергия 231,50 г_{у.г.}/кВтч и за производство на топлоенергия 139,83 кг_{у.г.}/МВтч, е извършено, без да са отчетени всички технически аргументи и конкретния режим на работа на централата. Намалението на разходната норма за производството на електроенергия с 9,59 г_{у.г.}/кВтч и за производството на топлоенергия с 4,15 кг_{у.г.}/МВтч е драстично и реално недостижимо.

Дружеството предлага да бъдат утвърдени от ДКЕВР следните ценови нива.

1. Преференциална цена за електрическа енергия – 95 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 68,82 лв./МВтч.

3. Цена за енергия с топлоносител гореща вода – 49,93 лв./МВтч.
4. Цена за мощност за топлоенергия с топлоносител гореща вода – 10,84 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Приложени са справки от № 1 до № 6 за обосновка на техническите и икономическите прогнозни данни за предложените цени за 2005 г.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Плевен” ЕАД възражения са направени следните констатации и корекции.

1. В Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана съгласно обосновката на дружеството.

2. Мотивите за неприемането на повишението на цената на електрическата енергия и разходните норми за производство са описани в спасените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Плевен” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 5,12 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 68,64 лв./МВтч.
3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 48,56 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 10,84 лв./кВт/год.
4. Необходими годишни приходи – 27 073 хил. лв.
5. Регулаторна база на активите – 15 853 хил. лв.
6. Норма на възвръщаемост – 5,12 %.

В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Шумен” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената инфор-

мация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Шумен” ЕАД са в размер на 1 599 хил. лв. при отчетени 2 362 хил. лв. за 2004 г., т.е. със 763 хил. лв. по-ниски в сравнение с отчетените 2004 г. или с 32,30 % намаление.

В разходите за материали най-съществено е увеличението на разходите за материали за текущо поддържане – от 15 хил. лв. отчет за 2004 г. на 44 хил. лв. прогноза за 2005 г., т.е. увеличение с 29 хил. лв. или около 3 пъти.

Разходите за амортизации са намалени с 238 хил. лв. – от 512 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 274 хил. лв. за 2005 г., т.е. с 46,48 %.

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 102 хил. лв. при отчетени 177 хил. лв. за 2004 г., т.е. намаление със 75 хил. лв. или с 42,37 %.

Разходите за заплати и възнаграждения за 2005 г. са в размер на 624 хил. лв. при отчетени 902 хил. лв. за 2004 г. Намалението е в размер на 278 хил. лв., т.е. с 30,8 %.

Дружеството предвижда разходи за осигуровки и социални надбавки по Кодекса на труда в размер на 311 хил. лв. при отчетени 463 хил. лв. за 2004 г., т.е. със 152 хил. лв. по-ниски в сравнение с отчетените 2004 г. или с 32,83 %.

Прогнозните разходи, свързани с нерегулирана дейност, са в размер на 1 360 хил. лв. при отчетени 139 хил. лв. за 2004 г., т.е. увеличение с 1 221 хил. лв.

Посочената балансова стойност на дълготрайните нематериални активи в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” е по-висока в сравнение с балансовата стойност от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не е изчислена в съответствие с Указанията.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,078 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

За 2005 г. дружеството прогнозира незначително увеличение на брутното производство на електрическа енергия от 12 259 МВтч за 2004 г. на 12 300 МВтч и увеличение на произведената топлинна енергия от 105 699 МВтч на 110 100 МВтч, т.е. с 4,16 % спрямо предходната година.

Прогнозният разход на топлинна енергия за собствени нужди на централата се увеличава от 6,27 % през 2004 г. на 10,90 % през 2005 г. – от 6 625 МВтч на 12 000 МВтч през 2005 г.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди се увеличава от 35,40 % през 2004 г. на 36,59 % за прогнозния период.

Разходните норми в условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия са намалени за 2005 г. и са съответно $B_{\text{ел}} = 229,72$ г/кВтч и $B_{\text{т}} = 131,48$ кг/МВтч.

В прогнозните данни е заложено намаление на загубите по преноса с гореща вода с 5 496 МВтч – от 37,64 % през 2004 г. на 32,44 % за 2005 г., като са завишени значително спрямо прогнозата за 2004 г.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	230,11	240,85	229,72*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	131,43	134,48	131,48
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	36,59 4 500	35,40 4 340	36,59 4 500
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	10,90 12 000	6,27 6 625	10,90 12 000
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	23,71* 23 240*	37,64 37 290	32,44 31 794

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 26,65 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
58	50	40	3,5	3,5	-	61,5	100,17	88,15

С писмо с изх. № 14-08-9/11.08.2005 г. е изискана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за материали за текущо поддържане в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Обосновка на коригираните прогнозни разходи за амортизация, ремонт, заплати и възнаграждения, осигуровки и социални надбавки в сравнение с отчетените през 2004 г.

3. Подробна обосновка на завишените прогнозни разходи, свързани с нерегулирана дейност, в сравнение с отчетените през 2004 г.

4. Да се отстрани несъответствието между балансовата стойност на дъл-

готрайните нематериални активи, участващи в регулирането в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, и отчетената към 31.12.2004 г.

5. Да се коригира стойността на собствения капитал към 31.12.2004 г. в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

6. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

7. Обосновка на завишените прогнозни количества топлинна и електрическа енергия за собствени нужди в сравнение с отчетените през 2004 г.

8. Прогноза за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на прогнозните разходи, отчет за изпълнението към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода.

С писмо с вх. № к. Е-14-08-9/10.09.2005 г. от “Топлофикация Шумен” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Становището на дружеството относно отправените забележки е следното.

Отчетените от дружеството разходи за материали за текущо поддържане през 2004 г. са в размер на 47 хил. лв., от които 32 хил. лв. са за инвестиции и са посочени в разходи, свързани с нерегулираната дейност, и 15 хил. лв. по позиция разходи за материали за текущо поддържане.

През 2005 г. от разчетените 51 хил. лв. разходи за материали за текущо поддържане само 7 хил. лв. са предвидени за инвестиции, а останалите 44 хил. лв. са посочени по позиция разходи за материали за текущо поддържане.

Разходите за амортизация през 2005 г. са намалени с 238 хил. лв. в сравнение с 2004 г. съгласно решение на ръководството на “Топлофикация Шумен” ЕАД да се увеличи полезният срок на ползване на ДМА.

Намалението на разходите за ремонт със 75 хил. лв. е в резултат на предвидено намаление на разходите за текущи ремонти за 2005 г. в сравнение с отчетените за 2004 г.

Намалението на прогнозните разходи за заплати и възнаграждения и социални осигуровки и надбавки с 430 хил. лв. в сравнение с отчетените през 2004 г. е свързано с намаление на числения състав на дружеството през 2005 г. с 40 души и пренасочване на персонал за месеците от май до август, включително на персонал за извършване на ремонти и възстановителни работи на основните съоръжения във ВЕЦ “Миланово” – с.Тича, като разходите са отнесени към електроенергията от ВЕЦ.

Дружеството е представило подробна справка в стойностно изражение на елементите, формиращи размера на прогнозните разходи, свързани с нерегулирана дейност.

Отстранени са несъответствията в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”.

Дружеството е коригирало стойността на собствения капитал съгласно Указанията и е представило справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

От представените от дружеството обосновки и корекции са направени следните констатации.

1. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 150 хил. лв.

За 2004 г. са отчетени ремонтни разходи на стойност на 177 хил. лв., в т.ч. 22 хил. лв. в производството и 155 хил. лв. – в преноса.

Включените в разходите на дружеството за 2005 г. разходи за ремонт са в размер на 102 хил. лв., от които 69 хил. лв. са в производството и 33 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за предходната година прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са занижени с 42,37 %.

Към настоящия момент са изразходвани 66,10 хил. лв. разходи за ремонт, което представлява 64,80 % изпълнение на годишната ремонтна програма.

2. Инвестиционна програма

През 2004 г. от “Топлофикация Шумен” ЕАД са усвоени средства за инвестиции в размер на 270 хил. лв., а планираните са били на стойност 500 хил. лв., т.е. отчетени са 230 хил. лв. по-малко от предвидените за годината или намаление 46 %.

Инвестициите, планирани за 2005 г., са на нивото на усвоените за 2004 г. и са в размер на 275 хил. лв.

Усвоените средства за инвестиции от началото на 2005 г. са на стойност 92,70 хил. лв., което е 33,71 % изпълнение на инвестиционната програма за годината.

3. Прогнозираният размер на данъчните задължения е 19,5 %.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за материали за текущо поддържане в производството са коригирани с 25 хил. лв. и са приведени до нивото на отчетените за 2004 г. разходи.

2. Технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4. 1. 2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия. В стойностно изражение намалението съответства на 420 хил. лв.

3. Размерът на данъчните задължения е коригиран на 15 %.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 48,59 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 49,09 лв./МВтч;

– цена за мощност – 20,23 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 6 095 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 10 834 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 9,06 %.

В цените не е включен ДДС.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Шумен” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 3,63 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 80,00 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,30 лв./МВтч.

3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 53,09 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12,97 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 5 755 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 10 834 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 3,63 %.

В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Варна” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Варна” ЕАД са в размер на 2 048 хил. лв. при отчетени 1 908 хил. лв. за 2004 г., т.е. със 140 хил. лв. по-високи в сравнение с отчетените 2004 г. или увеличение със 7,34 %.

Прогнозните разходи за амортизации са увеличени от 316 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 467 хил. лв., т.е. със 151 хил. лв., което в процентно изражение е увеличение с 47,78 % спрямо отчетените за 2004 г.

Дружеството предвижда разходи за ремонт за 2005 г. в размер на 396 хил. лв. при отчетени 441 хил. лв., т.е. с 45 хил. лв. по-ниски в сравнение с отчетените за 2004 г. или с 10,20 %.

Прогнозните данни за активите и капитала съответно в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка №3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са посочени към 31.12.2005 г. при отчетни данни към 31.12.2003 г.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на брутното производство на електрическа енергия от 3 162 МВтч за 2004 г. на 30 258 МВтч, т.е. с 27 096 МВтч, и увеличение на произведената топлинна енергия от 103 025 МВтч на 110 000 МВтч, т.е. с 6,77 % спрямо предходната година.

Прогнозният разход на топлинна енергия за собствени нужди на централата се увеличава от 3 810 МВтч през 2004 г. на 4 0103 МВтч през 2005 г., т.е. с 0,05 %.

Прогнозните разходи на електрическа енергия за собствени нужди се увеличават от 448 МВтч през отчетената 2004 г. (при прогноза за 2004 г. 3900 МВтч) на 3 100 МВтч през 2005 г., т.е. с 2 652 МВтч.

Разходните норми в условно гориво за производство на електрическа енергия са намалени за 2005 г. и са $B_{\text{ел}} = 165,20$ г/кВтч, а разходните норми в условно гориво за производство на топлинна енергия са незначително занижени спрямо прогнозните за 2004 г., но са повишени спрямо отчетните за 2004 г.

В прогнозните данни е заложено намаление на загубите по преноса с гореща вода от 31,29 %, отчетени през 2004 г., на 31,08 % за 2005 г., но в абсолютни стойности има увеличение с 1 899 МВтч спрямо отчетените загуби през 2004 г. и с 6 340 МВтч спрямо приетите в цените за 2004 г.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	188,60	408,96	165,20*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кГ _{у.г.} /МВтч	128,93	125,18	128,49
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	11,83 3 100	14,17 448	10,25 3 100
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	3,58 3 900	3,70 3 810	3,65 4 010
Технологични разходи	% МВтч	25,33 26 600*	31,29 31 041	31,08 32 940

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 57,34 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
45,6	48,6	44,37	48,56	94,6	105,9

С писма с вх. № к. Е-14-15-6/09.09.2005 г. и вх. № к. Е-14-15-17/12.09.2005 г. от “Топлофикация Варна” ЕАД е получена допълнителна информация и обосновки към полученото предложение за цени на електрическа и топлинна енергия.

Становището на дружеството е следното.

Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са подготвени от дружеството на прогнозна база за 2005 г., като са отчетени следните условия.

1. Направената инвестиция “Когенераторна инсталация” влиза в експлоатация през 2005 г. на стойност 4 010 хил. лв. и представлява 51 - 53 % от балансовата стойност на дълготрайните активи, което е от решаващо значение при определяне на цените.

2. Произведената през периода на пробна експлоатация на когенератор-

ната инсталация през 2004 г. електрическа енергия създава допълнителни затруднения при определяне на цената.

3. Поради кратките срокове за изплащане на кредита и лизинга (4 години) е необходимо да се увеличи нормата на възвръщаемост на капитала поне в частта на когенераторната инсталация и/или преференциалната цена да се определи на ниво, осигуряващо достатъчен паричен поток за изплащане на вноските.

Инвестицията е от порядъка на капитала на дружеството и няма възможност за осигуряване на друг кредит. Допълнително затруднение за това с отрицателно влияние и върху паричния поток е наличието на задължение към “Булгаргаз” ЕАД от около 1 млн. лв. от 2000 г. В същото време перспективите за дейността на дружеството и прогнозните нива на цените за след 2–3 години са добри и затова е целесъобразно по адекватен начин да се преодолеят сериозните затруднения от временен характер.

4. Необходимият оборотен капитал е изчислен като разлика между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви на база прогнозен баланс към 31.12.2005 г.

5. Дружеството е представило справка за среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Дружеството е представило на хартиен и електронен носител цената за мощност в дименсия лв./кВт/год., изчислена съгласно Указанията.

Представени са инвестиционна програма за 2005 г. и план за основен ремонт за 2005 г., и отчет за изпълнението им към 31.07.2005 г.

Въз основа на представените от дружеството обосновки са направени следните констатации.

1. Р е м о н т н а п р о г р а м а

Дружеството отчита за 2004 г. ремонтни разходи на стойност 441 хил. лв., от тях 308 хил. лв. са в производството и 133 хил. лв. – в преноса.

В представения план от “Топлофикация Варна” ЕАД стойността на основните ремонти за 2005 г. е в размер на 212 хил. лв., като от тях 105 хил. лв. са за основен ремонт в производството, а 107 хил. лв. - в преноса.

Разходите за ремонт в условно-постоянните разходи в Справка № 1 “Разходи” за 2005 г. са в размер 396 хил. лв., от които 280 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 116 хил. лв. – в преноса. Прогнозните разходи за ремонт са занижени с 10,20 % спрямо отчетените за 2004 г.

Стойността на отчетените разходи за ремонт към 31.07.2005 г. е 98 хил. лв., което е 24,75 % изпълнение на прогнозираните за годината ремонти.

2. И н в е с т и ц и о н н а п р о г р а м а

С писмо с вх. № Е-14-15-6/13.05.2005 г. “Топлофикация Варна” ЕАД е представило отчет за изпълнение на инвестиционната програма на дружеството за 2004 г., съгласно която са усвоени средства за инвестиции на стойност

918 хил. лв., в т.ч. 892 хил. лв. са отчетените инвестиции в топлоизточника и 26 хил. лв. – за АС.

Дружеството е представило инвестиционна програма за 2005 г. на стойност 227 хил. лв., от които планираните в производството инвестиции са 122 хил. лв., а в преноса – 105 хил. лв. Предвидените в инвестиционната програма за 2005 г. разходи са занижени с 68,03 % в сравнение с отчетените за предходната година.

Към 31.07.2005 г. са усвоени инвестиции в размер на 68 хил. лв., което е 29,96 % от планираните за 2005 г. инвестиции.

3. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 9,476 % при посочен в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” 9,50 %.

4. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,05 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

5. Заявената призната мощност за 2005 г. в Справка № 4 “Технико–икономически показатели в производството” не е в съответствие със сумата от мощностите на инсталираните съоръжения в централата.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Признатата мощност за 2005 г. в Справка № 4 “Технико–икономически показатели в производството” е коригирана в съответствие със сумата от мощностите на инсталираните съоръжения в производството от 105,9 МВт на 121 МВт.

2. Технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т.4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 257,8 хил. лв.

3. Прогнозният размер на среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е коригиран в съответствие с приложената справка.

4. Преференциалната цена на електрическата енергия е коригирана от 86,80 лв./МВтч на 85 лв./МВтч, утвърдена с Решение № Ц-018/13.10.2004 г. на ДКЕВР.

5. Размерът на данъчните задължения е коригиран от 19,50 % на 15 % в съответствие със ЗКПО.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 85 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 40,62 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 13,94 лв./кВт/год.
 3. Необходими годишни приходи – 7 013 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 7 503 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 9,44 %.
- В цените не е включен ДДС.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Варна” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 6,84 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 85,00 лв./МВтч.
 2. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 47,38 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 13,94 лв./кВт/год.
 3. Необходими годишни приходи – 7 549 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 7 503 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 6,84 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Враца” АД

С писмо с изх. № Е-14-27-6/18.08.2005 г. е изискана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Прогнозните параметри на цените (разходи по икономически елементи, количества електрическа и топлинна енергия) да обхващат едногодишен период, който да отразява действителните режими на производство с оглед работата на новото оборудване в дружеството и възможността от прецизно съпоставяне на прогнозните разходи с получените приходи и да се коригират данните в съответните справки.

2. Да се представи информацията, изискана с писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-10/01.04.2005 г. относно максималните стойности на потребление на

топлинна енергия с топлоносител гореща вода от производството за 2002, 2003 и 2004 г., за определяне на признатите мощности в отделните топлоизточници.

С писмо с вх. № к. Е-14-27-6/02.09.2005 г. от “Топлофикация Враца” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Становището на дружеството по изискваната информация е следното.

Извършена е корекция на разходите и параметрите в Приложения от № 1 до № 5 и Таблицата за коефициенти за разпределение на разходите, с цел те да обхващат едногодишен период от работата на дружеството при съществуващата технологична схема на работа с комбинирано производство в ТЦ “Градска”.

При изготвянето на разчета са взети предвид следните изходни условия за изготвяне на прогнозните параметри на цените.

1. В “ТЕЦ Градска” се предвижда основно работа на инсталацията за комбинирано производство. През летните месеци, поради високите температури на околния въздух, средномесечното натоварване на инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 75 - 80 %. Произведената при това натоварване на инсталацията топлинна енергия покрива напълно нуждите от топлоенергия за битово горещо водоснабдяване на гр.Враца. При цитираното по-горе натоварване на когенераторите ефективността на инсталацията при производство на електрическа енергия е 38,18 %. Съгласно инструкциите за експлоатация на завода-производител е предвидено време за текущите прегледи и ремонти. В тази връзка месечният пробег е разчетен на 600 часа. Когенераторите са втора употреба и пробегът им е следният:

- когенератор №1, зав. № 4248 (двигател с генератор) – 11 183 часа;
- когенератор №2, зав. № 4147 (двигател с генератор) – 8 997 часа.

Задължителният ремонт на 10 000 часа пробег не е извършван. В разчетите се предвижда ремонт на когенераторите.

Офертата на завода-производител за ремонт на 10 000 часа за един когенератор е 123 874.59 €. В разходите за ремонт са предвидени и разходите за допълнителните консумативи и материали, които са извън спецификацията на завода-производител – масло, материали и консумативи. Топлинният товар за времето на престой на инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ИКТТЕТБ) ще се поемат от съществуващите върхови водогрейни котли.

2. В ОЦ “Младост” за разчетния период се предвижда работа на централата само през отоплителния сезон, като основно топлинна енергия ще се закупува от ТЕЦ на “Камибо”.

3. За топлопреносната мрежа и абонатните станции е предвидена 30-дневна профилактика и ремонт. Предвидените разходи са в рамките на съществуващата ремонтна програма.

4. Разходите за амортизации, отнесени за електропроизводството, са пре-

сметнати на база стойността на инсталацията за комбинирано производство, формирани към настоящия момент – 3 478 хил. лв. Направени са и съответните корекции по справката за регулаторната база на активите.

5. Прецизирани са някои от другите разходи, главно имащи отношение към експлоатацията на инсталацията за комбинирано производство на база пълна информация за необходимите дейности по обслужването, ремонта и експлоатацията на съоръжението.

6. Цената на природния газ е заложена в размер на действащата в момента.

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация след корекцията на разходите и параметрите, с цел те да обхващат едногодишен период от работата на дружеството при съществуващата технологична схема на работа с комбинирано производство в ТЦ “Градска”, е констатирано следното.

Прогнозните и отчетните данни за базовата 2004 г. не са съпоставими, имайки предвид промяната в технологичната схема на работа с комбинирано производство в ТЦ “Градска” за прогнозния период.

Прогнозните условно-постоянни разходи са в размер на 2 730 хил. лв. и са увеличени с 685 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2004 г., т.е. с 33,50 %.

Дружеството предвижда разходи за амортизации за ТЦ “Градска” в размер на 329 хил. лв., като от тях 70,52 % са отнесени към електрическата енергия и 29,48 % – към топлинната енергия.

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 806 хил. лв. при отчетени 282 хил. лв. за 2004 г., т.е. предвидено е увеличение почти 3 пъти. От предвидените за ТЦ “Градска” разходи в размер на 680 хил. лв., отнесени към електрическата енергия, са 95,88 %, и към топлинната енергия – 4,12 %.

В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” данните са посочени към 31.12.2005 г.

Прогнозните изчисления са извършени при цена на природен газ 234 лв./1000 нм³, при отчетена 192,88 лв./1000нм³ за 2004 г., т.е. с 21,32 % по-висока в сравнение с отчетената.

С писмо с вх. № Е-14-0610/22.04.2005 г. е представен отчет на инвестиционната програма за 2004 г. на “Топлофикация Враца” ЕАД, от който е видно, че при планирани разходи за инвестиции 97,97 хил. лв. са усвоени 87,9 хил. лв., т.е. с 10,26 % по-малко от планираните средства.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 3 351 хил. лв., в т.ч. 3 044 хил. лв. в ТЦ “Градска”, 282 хил. лв. в топлопреносната мрежа и 25 хил. лв. – други.

Към 22.07.2005 г. дружеството отчита общо превъзхождение на планираните разходи за инвестиции с 23 %, като за ТЦ “Градска” то е с 34,5 %, а в топлопре-

носните мрежи не са усвоявани средства за инвестиции.

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за ремонт на стойност 204 хил. лв., от които 61 хил. лв. в производството и 143 хил. лв. – в преноса.

Разходите за ремонт, утвърдени в цените 2004 г., са в размер на 266 хил. лв. (58 хил. лв. в производството и 208 хил. лв. - в преноса), а отчетените са в размер на 282 хил. лв., което е увеличение с 6 %.

Съгласно данните от Справка № 1 “Разходи” прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са в размер на 806 хил. лв., от които 680 хил. лв. са разходите за ремонт в ТЦ “Градска”, 25 хил. лв. в ОЦ “Младост” и 101 хил. лв. – в преноса. Дружеството е увеличило близо три пъти прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. спрямо отчетените за 2004 г. Увеличението се дължи основно на завишение на прогнозните разходи за ремонт в ТЦ “Градска”.

След представените обосновки и направените корекции на технически неточности на елементите на необходимите приходи от страна на “Топлофикация Враца” ЕАД, в ДКЕВР са направени допълнително следните констатации и корекции.

1. Коригирано е разпределението на разходите за амортизации и ремонт на двата бутални двигателя на стойност съответно 131 хил. лв. и 200 хил. лв., като са отнесени като общи разходи за двата продукта на производство – топлинна и електрическа енергия.

2. Коригирана е стойността на $q_{\text{ен}}$ от 2 126 ккал/кВтч на 1 400 ккал/кВтч, която е в съответствие с достигнати в други централи с подобни съоръжения, съответстващи на номиналния режим за производство на топлинна и електрическа енергия, в случая “Топлофикация Варна” ЕАД.

3. Разходната норма за производство на топлинна енергия в ОЦ “Младост” е коригирана от 144,01 кг/МВтч на 138,8 кг/МВтч в съответствие с отчетената стойност за цялото дружество през 2004 г. съгласно представения в ДКЕВР технически отчет и задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

4. Коригирани са разходите за ремонт в ТЦ “Градска” с 484 хил. лв. – стойността на разходите за текущ ремонт на двата бутални двигателя при пробег 10 000 часа. Корекцията се основава на следното:

– за аналогични бутални двигатели в други топлофикационни дружества при такъв пробег не са предвиждани подобни по размер разходи за ремонт;

– ремонтът не е направен в началото на отоплителния сезон, в периода на монтажа и пусково-наладъчните работи; с оглед постоянната им работа през отоплителния сезон 2005/2006 г. най-вероятно е текущият ремонт да се извърши след неговото приключване, следователно тези разходи за ремонт са предмет на прогноза при преглед за следващ ценови период;

– общите условно-постоянни разходи на дружеството за единица произ-

водство са по-високи от тези за сходни дружества, което означава, че дружеството има резерв за подобряване на ефективността на разходите си.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 85,00 лв./МВтч.
 2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 42,28 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 9,94 лв./кВт/год.
 3. Необходими годишни приходи – 8 770 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 13 549 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 8,26 %.
- В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-06-23/05.10.2005 г. “Топлофикация Враца” ЕАД е представило следните възражения.

1. Направената корекция в разпределението на разходите за амортизации за двата бутални двигателя.

Съгласно изготвения доклад 131 хил. лв. са оставени за двигателите, а 200 хил. лв. са отнесени като общи разходи за двата продукта. Оттук следва, че общият размер на амортизациите за двигателите е 331 хил. лв.

В последния разчет, който е представен в ДКЕВР, общият размер на амортизациите за двигателите е 232 хил. лв. Основното предназначение на двигателите е производството на електрическа енергия и разходите за амортизации трябва да бъдат включени напълно към разходите за електроенергия.

2. Несъгласие с извършената корекция на q_{el} и заместването му със стойността от разчета на “Топлофикация Варна” ЕАД.

Съгласно Указанията за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването на топлинна енергия и на електрическа енергия от комбинирано производство на ДКЕР, q_{el} е среден специфичен разход на топлина за производство на електрическа енергия при комбиниран режим на производство, ккал/кВтч.

Във връзка с така цитираните указания и факта, че изградената инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е на база газови двигатели с вътрешно горене и утилизатор на отработените газове, в справка “Приложение” за q_{el} е записана вложената с горивото топлинна енергия за производство на електрическа енергия в ккал/кВтч. Данните за разхода на гориво, електрическата, топлинната мощност и ефективността на инсталацията са взети от паспортите на завода-производител и са :

- природен газ на вход – 15 429 кВт;

- електрическа мощност – 6 253 кВт;
- к.п.д. електро – 40,5 %;
- к.п.д. на инсталацията – 82,2 %.

Цитираните стойности за енергийната ефективност на инсталацията за комбинирано производство на електро- и топлоенергия се покриват с постигнатите реални показатели при работа на модулите.

Следователно специфичният разход на топлинна енергия за производство на електрическа енергия е 2,47 кВт/кВт или 2124 - 2126 ккал/кВтч (стойността варира в зависимост от калоричността на природния газ).

Корекцията на специфичния разход на топлинна енергия за производство на електрическа енергия от 2126 ккал/кВтч на 1400 ккал/кВтч предполага к.п.д. от порядъка на 82 - 83 % и инсталацията не може да го постигне.

3. Във връзка с направената корекция на разходната норма на ОЦ "Младост" и твърдението, че през 2004 г. е достигнато $138,8 \text{ кг}_{\text{уг.}}/\text{МВтч}$, се прилага справка от техническите отчети за периода 2002-2004 г.

Справка за разходните норми на топлоизточниците и на "Топлофикация Враца" ЕАД

Година	2002	2003	2004
"Топлофикация Враца" ЕАД, $\text{кг}_{\text{уг.}}/\text{МВтч}$	145,87	143,65	143,95
ОЦ "Младост", $\text{кг}_{\text{уг.}}/\text{МВтч}$	14375	141,96	144,06
ТЦ "Градска", $\text{кг}_{\text{уг.}}/\text{МВтч}$	149,79	147,01	143,81

4. Некоректно са намалени разходите за ремонт в ТЦ "Градска" с 484 хил. лв. Това е стойността на разходите за текущ ремонт на двата бутални двигателя при достигане на пробег от 10 000 часа съгласно изискванията на фирмата-производител на двигателите – Wartsila, Швеция. Двигателите, които са монтирани, са втора употреба, отработените часове са съответно 8 000 и 12 000 часа, и за да бъде гарантирана нормалната работа на инсталацията, извършването на предписаните текущи ремонти е наложително съгласно спецификацията на производителя, в противен случай не се гарантира нормалната и безаварийна работа на двигателите.

Посочените основания за коригиране на разходите не могат да бъдат приети поради следните причини.

– Няма дружества с аналогични бутални двигатели, производство на фирмата Wartsila Швеция, за да се прави сравнение с предвижданите разходи за текущ ремонт. Съществуват двигатели от други производители, които съответно имат други инструкции и предписания за извършване на текущите ремонти. Представена е в

ДКЕВР инструкцията на завода-производител – Wartsila, Швеция, за извършване превантивна поддръжка. Сумата на разходите е изчислена на база изготвена спецификация и оферта от Wartsila за необходимите резервни части.

– Ремонтът на двигателите при достигане на пробег от 10 000 часа ще бъде направен по време на предстоящия отоплителен период и разходите ще бъдат извършени в предстоящия регулаторен период поради посочените по-горе основания. Няма възможност ремонтът да бъде извършен след края на отоплителния сезон. Извършването му по време на монтажа и пусково-наладъчните работи е бил необоснован първо от факта, че двигателите са имали ресурс до достигането на пробега за ремонт, и от друга страна, прекомерното финансово натоварване на дружеството в момент на реализирането на инвестицията, което е свързано с осигуряването на значителни оборотни средства.

С коригирането на разходите за текущ ремонт ДКЕВР фактически необосновано не признава реално извършени разходи на дружеството през разглеждания (прогнозни) регулаторен период. Отнасянето на тези разходи за следващ прогнозен ценови период означава, че потребителите ще бъдат натоварени допълнително с разходи, непосъщи за този период, а в периода, през който ще бъдат направени, дружеството няма да е в състояние да ги възстанови чрез цените на топло- и електроенергията.

Дружеството счита, че с предложените за утвърждаване цени на електрическата и топлинната енергия няма да е в състояние да покрие пълните си разходи за производство и пренос.

Дружеството предлага да бъдат преразгледани предложените за утвърждаване цени съгласно изготвените прогнозни данни на дружеството (Приложение № 1 до № 5 - вх. № Е-14-27-6/02.09.2005 г.), коригирани с утвърдената нова цена на природния газ на нива, както следва:

- цена на електрическа енергия – 96,28 лв./МВтч;
- цена за енергия – 48,83 лв./МВтч;
- цена за мощност – 9,94 лв./кВт/год.

С писмо с вх. № Е-14-06-23/17.10.2005 г. “Топлофикация Враца” ЕАД е представило становище относно факта, че голяма част от продаваната от дружеството енергия се закупува по договор от фирма “Камибо” ЕООД и цената на тази енергия е формирана при цена на природния газ 232 лв./1000 nm^3 . С писмо с вх. № Е-14-27-8/05.10.2005 г. “Камибо” ЕООД е подало заявление за преизчисляване на утвърдените му цени при новата цена на природния газ.

Дружеството предлага при изчислението на цената на топлинната енергия, продавана от “Топлофикация Враца” ЕАД на потребители, цената, по която дружеството купува енергията от “Камибо” ЕООД, да се преизчисли при актуализираната цена на природния газ за третото тримесечие на годината, а именно 276,91 лв./1000 nm^3 .

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Враца” ЕАД възражения са направени следните констатации и корекции.

1. По отношение на възраженията от писмо с вх. № Е-14-06-23/05.10.2005 г. на “Топлофикация Враца” ЕАД не са налице основания за удовлетворяване на исканията, като мотивите за неприемането са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в настоящите мотиви. Във връзка с искането от писмо с вх. № к. Е-14-06-23/17.10.2005 г. и предвид получена допълнителна информация, че “Камибо” ЕООД няма да извършва продажби преди корекция на продажната му цена за топлинна енергия, работната група е преизчислила крайната цена на “Топлофикация Враца” ЕАД при условие, че дружеството произвежда топлинна енергия в ОЦ “Младост” и не закупува такава от “Камибо” ЕООД.

2. Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Враца” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,15 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 85,00 лв./МВтч.
 2. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 52,77 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 9,04 лв./кВт/год.
 3. Необходими годишни приходи – 9 745 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 13 549 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 4,15 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Русе” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Русе” ЕАД са в размер на 13 608 хил. лв. – с 1,6 % по-високи в сравнение с отчетените за предходната година 13 397 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизация са в размер на 3 366 хил. лв. при

отчетени 2 420 хил. лв. за 2004 г., т.е. с 946 хил. лв. или с 39 % по-високи. Завишението на разходите за 2005 г. е предимно в ТЕЦ "Русе - Изток" – с 43,3 %, и в топлопреносната мрежа - с 48,9 %.

Разходите за ремонт за 2005 г. в ТЕЦ "Русе - Изток" в размер на 2 014 хил. лв. са разпределени между двата продукта от производството – електрическа и топлинна енергия, като не са предвидени средства, общи за двата продукта.

Няма съответствие между данните за активите за топлинна и електрическа енергия и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2 на Справка № 2 "Регулаторна база на активите", и необходимият оборотен капитал не е изчислен като разлика между краткотрайните (краткосрочни) активи и краткосрочните пасиви на база данни от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно Указанията.

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

- цена на мазут – с 21,5 % увеличение;
- цена на газьол – запазена е на нивото на отчетената за 2004 г.;
- цена на въглища – с 20,94 % увеличение.

За 2005 г. "Топлофикация Русе" ЕАД прогнозира намаление на brutното производство на електрическа енергия от 460 343 МВтч на 450 486 МВтч, т.е. с 2,14 %, и намаление на произведената топлинна енергия от 650 932 МВтч на 572 964 МВтч, т.е. с 11,98 % спрямо предходната година.

Собствените нужди от електрическа енергия за дружеството се запазват в рамките на 15,52 % и за прогнозния период, като представляват 69 924 МВтч.

Собствените нужди от топлинна енергия за дружеството се намаляват от 27,62 % на 27,50 % за прогнозния период, т.е. с 22 211 МВтч.

Предложените за приемане разходни норми: за електроенергия – 387,17 г/кВтч и за топлинна енергия – 148,91 кг/МВтч, са по-ниски от отчетените за 2004 г., като за топлинната енергия е завишена спрямо прогнозата за 2004 г.

За 2005 г. "Топлофикация Русе" ЕАД прогнозира намаление на общо отпуснатата топлинна енергия към преноса в сравнение с отчетната 2004 г. с 11,83 %, като топлинната енергия с гореща вода се увеличава от 263 682 МВтч на 274 00 МВтч, т.е. с 3,91 %, а топлинната енергия с водна пара намалява от 207 469 МВтч на 141 394 МВтч, т.е. с 31,85 % при намаление на собствените нужди в производството от 179 781 МВтч на 157 570 МВтч, т.е. с 12,35 %.

Топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода се увеличава от 195 739 МВтч през 2004 г. на 203 000 МВтч през 2005 г. – с 3,71 %, при увеличение на загубите по преноса от 67 943 МВтч на 71 000 МВтч (т.е. с 4,5 %).

В прогнозните данни е заложено увеличение на технологичните разходи по преноса с топлоносител водна пара и гореща вода, както следва:

– с водна пара – от 25,6 % през 2004 г. на 27,9 % през 2005 г.;

– с гореща вода – от 25,8 % през 2004 г. на 25,9 % през 2005 г.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004 г.	Отчет 2004 г.	Прогноза 2005г.
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	387,19	387,68	387,17
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	146,10*	149,05	148,91
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	16,97 71 713	15,52 71 454	15,52 69 924
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	28,69 179 556	27,62 179 781	27,50 157 570
Технологични разходи - пара	% МВтч	35,81 59 577	25,6 53 125	27,9 39 394
Технологични разходи – гореща вода	% МВтч	25,58 71 618	25,8 67 943*	25,9 71 000

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 2,5 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
67,0	63,8	64,6	92,0	93,5	94,0	161,5	172,0	164,0

С писма с изх. № 14-09-12/09.08.2005 г. и изх. № 14-09-12/02.09.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за амортизации в ТЕЦ “Русе - Изток” и в топлопреносната мрежа в сравнение с отчетените през 2004 г.
2. Обосновка на разпределението на прогнозните разходи за ремонт в

ТЕЦ “Русе - Изток” между двата продукта от производството – топлинна и електрическа енергия.

3. Да се коригират прогнозните разходи на топлофикационната част на централата с разходите за топлинна енергия за подгряване на Блок № 4.

4. Да се отстрани несъответствието в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” между общата стойност на РБА и същата, отнесена към електрическата и топлинната енергия.

5. Обосновка на разпределението на дълготрайните активи и оборотния капитал между двата продукта – топлинна и електрическа енергия, в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”.

6. Необходимият оборотен капитал да бъде обоснован съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

7. В Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” да се отстрани несъответствието между посочената стойност на привлечения капитал и отчетните данни в счетоводния баланс към 31.12.2004 г. и да се представи справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

8. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност за 2005 г. и приложена към подаденото заявление на хартиен и магнитен носител.

9. Обосновка на цената на въглицата, придружена с копия от договорите за доставка в частта им, касаеща договорните цени.

10. Ремонтна и инвестиционна програма за 2005 г., отчет за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писма с вх. № Е-14-09-12/01.09.2005 г. и № к. Е-14-09-12/12.09.2005 г. от “Топлофикация Русе” ЕАД са получени изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

Според дружеството завишението на прогнозните разходи за амортизации за 2005 г. в сравнение с 2004 г. се дължи на увеличението на стойността на дълготрайните активи. През м. декември 2004 г. са заприходени като дълготрайни активи сгради, машини, оборудване и съоръжения, които до момента са били отчитани като активи в процес на придобиване и изграждане.

Увеличението на амортизационните отчисления в поделение “Топлоснабдяване” се дължи на разширението на топлофикационната мрежа през 2004 г.

Отчетените разходи през първите седем месеца на годината сочат, че

амортизационните отчисления в годишен план са прогнозирани с добра точност.

**Разходи за амортизации за активи,
свързани с лицензионните дейности, хил. лв.
(Период 01.01.2005 г. - 31.07.2005 г.)**

ТЕЦ "Русе - Изток"		ТЕЦ "Русе - Запад"	Топлоснабдяване
кондензационна част	топлофикационна част		
721	1 409	100	559

Разпределението на разходите за ремонти между топлинна и електрическа енергия е направено на следния принцип.

– Разходите за ремонт на оборудване, свързано с производството на всички продукти на ТЕЦ "Русе - Изток", се разпределят между кондензационната и топлофикационната част на база на инсталираната топлинна мощност на парогенераторите. Така се разпределят разходите за ремонти в химичен, гориво-транспортен цех, цех КИП и А и др.

– Разходите за ремонт на оборудването на топлофикационната част, свързано с производството както на електрическата, така и на топлинна енергия, се разпределят по коефициента на разпределение на УПР – Справка № 6 "Коефициенти".

– Разходите, които могат да бъдат пряко отнесени към конкретен продукт, се насочват към него.

В приложена справка дружеството посочва разпределението на прогнозните разходи за ремонти през 2005 г. Разпределението е актуализирано към момента и отразява реално направените разходи, сумите по сключените договори за ремонт и разчет за предстоящи ремонтни дейности до края на годината.

Прогнозните разходи за подгряване на Блок № 4 за 2005 г. в размер на 323 хил. лв. са посочени в Справка № 1 "Разходи" – т. 9, и са приспаднати от разходите за ТЕЦ "Русе - Изток", т.е. те се третират като приход за топлофикационната част.

Дружеството е представило Справка № 2 "Регулаторна база на активите", като е отстранило несъответствието между общата стойност на РБА и същата, отнесена към електрическа и топлинна енергия.

В приложени справки са посочени стойността на дълготрайните активи към 31.12.2004 г., отнасянето и разпределението им по продукти. Активите, пряко свързани с конкретен вид производство, се отнасят към съответния вид. Активите, свързани с производството на всички продукти на ТЕЦ "Русе - Изток", се разпределят между кондензационната и топлофикационната част на база на инсталираната топлинна мощност на парогенераторите. Активите, отнесени

към топлофикационната част, несвързани пряко с конкретен продукт, се разпределят между електрическата и топлинната енергия с коефициента на УПР, изчислен в Справка № 6.

Необходимият оборотен капитал е изчислен на база извършено проучване на средствата за поддържане на среден размер материални запаси и парични средства, необходими за нормално функциониране на “Топлофикация Русе” ЕАД. Оборотният капитал се формира на база на:

- горива за обезпечаване на производството – по направените разходи за 2004 г., с актуализация по цени за текущата година;

- горива за поддържане на технологичен резерв – на същия принцип;

- материали и резервни части - средномесечна стойност на използваните през 2004 г. материали и резервни части; стойността е разпределена между продуктите по коефициента на разпределение на условно-постоянните разходи (Справка № 6 “Коефициенти”);

- реагенти – на база стойността на необходимите средни наличности;

- парични средства – сумата, необходима за своевременно покриване на задълженията на дружеството, е разпределена между продуктите по коефициента на разпределение на условно-постоянните разходи (Справка № 6 “Коефициенти”).

Посочената в Справка № 3 стойност на привлечения капитал е сбор от дългосрочните и краткосрочните кредити на дружеството – търговски и от финансови институции. Към 31.12.2004 г. дружеството няма задължения по договори за финансов лизинг. В сумата на привлечения капитал не са включени задълженията към “НЕК” ЕАД по разделителен протокол от 2000 г., тъй като са безлихвени.

Размерът на тези задължения към 31.12.2004 е 13 102 хил. лв.

Кредити към 31.12.2004 г.

Кредит	Размер, хил. лв.	Лихвен процент
Корпоративна търговска банка АД	4 998	ОЛП + 5,5 = 7,87
БНП Париба България ЕАД	13 625	1 м. EURIBOR + 1,5 = 3,63
ДЗИ Банк АД	1 999	10,83
Заем за електрофилтър на Блок № 4	4 724	6 м. EURIBOR + 1,25 - 3,47
Държавно гарантиран заем	600	5,8
Среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 5,0 %.		

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена според Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, при актуализирана договорена мощност с потребителите.

Цената на възглицата и начинът на определянето ѝ за 2005 г. е представена в отделна справка.

Дружеството е представило инвестиционна и ремонтна програма, отчети за разходите за ремонти и инвестиции към 31.07.2005 г. и очаквано изпълнение на ремонтната и инвестиционната програма до края на годината.

От представените обосновки и извършените от дружеството корекции са направени следните констатации.

Условно-постоянните разходи за 2005 са коригирани от 13 608 хил. лв., посочени в първоначалното предложение на 13 324 хил. лв., т.е. намаление с 284 хил. лв., което е резултат от коригирани от дружеството прогнозни разходи за амортизации.

Дружеството е коригирало прогнозните разходи за амортизации от 3 366 хил. лв. в първоначалното предложение на 3 082 хил. лв., т.е. намаление с 8,44 %, като корекцията е извършена в ТЕЦ "Русе - Изток", както следва:

– обща корекция – от 2 298 хил. лв. на 2 014 хил. лв., в т.ч. отнесени към електрическата енергия – от 283 хил. лв. на 363 хил. лв.; отнесени към топлинната енергия – от 56 хил. лв. – няма отнесени разходи;

– общо за двата продукта – от 1 959 хил. лв. на 1 651 хил. лв.

Договорената мощност за топлинна енергия с топлоносител гореща вода е коригирана от 237,199 МВт в първоначалното предложение на 169,031 МВт.

1. Р е м о н т н а п р о г р а м а

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 1 883 хил. лв.

Прогнозните ремонтни разходи, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 1 916 хил. лв., в т.ч. 1 881 хил. лв. в производството и 35 хил. лв. – в преноса. Отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 2 133 хил. лв., в т.ч. 2 091 хил. лв. в производството и 42 хил. лв. – в преноса. Отчетените ремонтни разходи за 2004 г. са с 11,33 % повече от планираните.

Прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са в размер на 2 134 хил. лв. В производството стойността на прогнозните ремонтни разходи е 2 054 хил. лв., като от тях в ТЕЦ "Русе - Изток" са планирани ремонти в размер на 2 014 хил. лв., а в ТЕЦ "Русе - Запад" – 40 хил. лв. В преноса са планирани ремонти на стойност 80 хил. лв. Предвидените за 2005 г. разходи за ремонт остават на нивото на отчетените за предходния период.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 61,53 % изпълнение на годишната ремонтна програма.

2. Инвестиционна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за инвестиции в размер на 4 002 хил. лв.

През 2004 г. при планирани разходи за инвестиции в размер на 15 934 хил. лв. са усвоени инвестиционни разходи 13 995 хил. лв., което е намаление с 12,17 %.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 3 608 хил. лв. в производството и 1 465 хил. лв. – в топлопреносната мрежа, за необходимостта от които дружеството е представило обосновка. Общият размер на прогнозните разходи за инвестиции е 5 073 хил. лв., което е намаление с 63,75 % спрямо отчетените за 2004 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита общо инвестиции в размер 3 831 хил. лв., като в производството те са 3 036 хил. лв. и в преноса – 795 хил. лв. Усвоените инвестиции са 75,72 % от планираните за целия период.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,045 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

Предложенията от дружеството цени на топлинна енергия са определени при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 79,44 лв./МВтч.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за ремонт са преразпределени между двата продукта – електрическа и топлинна енергия, като отнесените към електрическата енергия са намалени с 1 млн. лв. и са отнесени към общите за двата продукта разходи.

2. Прогнозните данни за дълготрайните материални активи в таблица № 2 на Справка № 2 “Регулаторна база на активите” са преразпределени между двата продукта – електрическа и топлинна енергия, като отнесените към производството на електрическа енергия са намалени с 20 млн. лв. и са отнесени към производството на топлинна енергия съгласно Указанията на ДКЕВР.

3. Данните за привлечения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са коригирани, като са включени задълженията към “НЕК” ЕАД по разделителен протокол от 2000 г. в размер на 13 102 хил. лв.

4. Разходната норма за производство на топлинна енергия е приведена в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 293 хил. лв.

5. Технологичните разходи на топлинна енергия с топлоносител гореща вода по преноса са приведени в съответствие със стойностите, отчетени през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за

ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 153 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 69,98 лв./МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 36,24 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 12,38 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 44 184 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 51 188 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 6,68 %.
- В цените не е включен ДДС.

С писма с вх. № Е-14-09-33/05.10.2005 г. и № Е-14-09-33/10.10.2005 г. “Топлофикация Русе” ЕАД е представило следните възражения.

По предложената усреднена цена на топлинна енергия с топлоносител пара от 71,76 лв./МВтч за двата топлоизточника.

При така определената цена е налице кръстосано субсидиране по смисъла на чл., 31, т.6 във връзка с § 1, т. 30 и 31 от допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката. С приходите, получавани от битови и стопански потребители, ползващи топлинна енергия с топлоносител гореща вода и/или пара от ТЕЦ “Русе - Изток”, се субсидират стопанските потребители на топлинна енергия с топлоносител пара от ТЕЦ “Русе - Запад”.

Предложената от дружеството еднокомпонентна цена за водна пара в размер на 177,67 лв./МВтч отразява разходите за единица реализирана в ТЕЦ “Русе - Запад” топлинна енергия (некомбинирано производство с гориво – природен газ). Искането за тази цена е продиктувано от факта, че усреднената за двата топлоизточника цена води до продажба под себестойността на парата, произведена в ТЕЦ “Русе - Запад”, съответно формира загуба за дружеството в размер на 1 178 хил. лв.

Предложените цени могат да гарантират възстановяване на вложените разходи само при влизането им в сила от началото на 2005 г., тъй като отразяват производствените показатели и свързаните с тях разходи за текущата година.

Прилагането от 01.11.2005 г. на предложените от ДКЕВР цени (при запазване на съгласуваните с комисията нива на производство и реализация) не води до посочените необходими приходи, които дружеството е приложило в справка за разчетни приходи при прилагане на утвърдените към момента и предложени от ДКЕВР цени.

Влизането в сила на посочените в доклада цени от 01.11.2005 г. ще бъде свързано със следните негативни резултати за дружеството.

1. Приходите от продажба на електрическа и топлинна енергия от ТЕЦ “Русе - Изток” няма да възстановят направените за производството им разходи. Това се дължи на значителното увеличение на цените на горивата за 2005 г. спрямо 2004 г. Действащите от предходния регулаторен период цени на топлинната и електрическата енергия, без съвременната им актуализация съобразно с реалните условия на работа, са свързани с отрицателни финансови резултати за дружеството.

2. Приходите от продажба на топлинна енергия от ТЕЦ “Русе - Запад” ще възстановят само 45 % от направените разходи поради продажба под себестойност (при усреднена за двата топлоизточника цена). Дружеството е приложило справка за разходи за пара, произведена в ТЕЦ “Русе - Запад”.

Разминаването на регулаторния период и календарната година, както и прилагането на усреднена цена за топлоенергия с топлоносител пара, произвеждана в два топлоизточника, предопределя не само липса на възвръщаемост на капитала, но и формиране на отрицателен финансов резултат, въпреки спазването на указанията на Комисията относно принципите и ценообразуващите параметри.

Допълнителен негативен ефект върху финансовия резултат ще имат и следните факти, които не са могли да бъдат планирани при подаване на заявлението за образуване на цените на електрическата и топлинната енергия:

- отражение на продължителните и обилни валежи – това е довело до затруднения в подаването на твърдото гориво от склада към въглищните бункери, трайна невъзможност за поддържане на оптимално натоварване и непланиран разход на мазут за стабилизация на горивния процес;

- намаление на продажбите на промишлена пара от ТЕЦ “Русе - Изток” поради промяна в графика на най-големия потребител “Захар-био”, което води до намаление в планираните приходи от продажба на пара, намаление в планираните приходи от продажба на електрическа енергия (намалява дела на комбинирано произведената електрическа енергия при намаленото топлопроизводство) и увеличение на разходите за горива поради влошената ефективност при работа с по-ниско натоварване на промишления пароотбор.

Дружеството предлага преразглеждане на ценообразуващите елементи и прилагане на преференциалната цена за електрическа енергия от 01.01.2005 г.

С писмо-факс с изх. № РД-Ф 0648/07.10.2005 г. “Топлофикация Русе” ЕАД е представило възражения относно определените по-ниски цени на електрическа и топлинна енергия в сравнение с тези, предложени от дружеството.

1. Определените от комисията цени формират отрицателен финансов резултат за 2005 г.

2. Предложените в проекта на решение цени ще доведат до невъзможност на дружеството да обслужва получените кредити и да плаща текущите задължения към доставчици, а това неминуемо ще доведе до обявяване на “Топлофикация Русе” ЕАД в несъстоятелност.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Русе” ЕАД възражения е прието, че не са налице основания за удовлетворяване на исканията на дружеството, като:

1. мотивите за неприемането на повишението на цената на електрическата енергия са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани по-горе в мотивите;

2. мотивите за неприемането на подхода за определяне на индивидуални цени на топлинната енергия с топлоносител водна пара по топлоизточници се съдържат в текста на чл. 20, ал.2 от Наредбата за регулиране на цените и тарифите на топлинната енергия, според който топлопреносните предприятия образуват цени на топлинната енергия в зависимост от вида на топлоносителя, които са еднакви за всички потребители, снабдявани с топлинна енергия на територията, за която е издадена лицензия на предприятието.

Извършена е корекция на стойността на предложения от дружеството оборотен капитал и с цел недопускане на потенциални затруднения за дружеството при покриване на текущия паричен оборот оборотният капитал е увеличен с 6786 хил. лв.

Коригираната стойност на оборотния капитал е изчислена като функция на разликата между средния период на обръщаемост на вземанията и материалните запаси и погасяването на краткосрочните задължения при запазване на нетния търговски цикъл.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Русе” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,74 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 5 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 69,04 лв./ МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 34,39 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 12,38 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 43 707 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 57 974 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 4,74 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Перник” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Перник” ЕАД са в размер на 12 519 хил. лв., т.е. с 3 % по-високи от отчетените през 2004 г.

Прогнозните разходи за амортизация са увеличени от 1 253 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 1 550 хил. лв., т.е. с 297 хил. лв. В процентно изражение увеличението е с 24 %.

Дружеството предвижда разходи за ремонт в размер на 2 344 хил. лв. при отчетени 2 217 хил. лв. за 2004 г., т.е. със 127 хил. лв. по-високи в сравнение с отчетените за 2004 г. или с 6 %.

Прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не са посочени съгласно указанията, дадени от ДКЕВР с писмо с изх. № Е-14-00-19/16.05.2005 г., и няма съответствие между стойността на активите, отнесени за топлинна и електрическа енергия, и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2.

Данните в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са посочени към 31.12.2005 г. и стойността на собствения капитал не е изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

Прогнозните изчисления са извършени при цена на мазут, увеличена с 8,8 %.

“Топлофикация Перник” ЕАД няма обосновка за прогнозирания режим на производство на топлинна и електрическа енергия.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005	Бизнес план 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	477,92*	504,42	487,24	485,00
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	154,06*	162,77	159,24	155,00
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	23,39 116 000	24,63 127 029	24,00 120 000	24,00 120 000
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	10,43 40 000	11,19 41 871	11,28 41 000	- 41 000
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	29,03 96 800*	33,30 109 291	29,11 92 000	29,20 103 000

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 16,85 МВт по-ниски от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
115	97,1	100,2	5,25	5,75	5,85	120,65	104,8	103,8

Енергиен парогенератор № 5 (ЕПГ 5) е в рехабилитация и няма да се експлоатира през отоплителен сезон 2005-2006 г.

С писмо с изх. № 14-03-12/26.07.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на необходимостта от завишаване на принудено произведената електрическа енергия в сравнение с отчетната 2004 г., при намаление на произведената топлинна енергия за разглеждания период.

2. Обосновка на завишените прогнозни текущи разходи за ремонт в производството в сравнение с отчетната 2004 г.

3. Обосновка на завишените прогнозни разходи за амортизации в производството и преноса в сравнение с отчетната 2004 г.

4. Да се коригират отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

5. Справка за получената среднопотеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

6. Обосновка на стойността на признатата мощност с топлоносители водна пара и гореща вода в производството.

7. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

8. Да бъдат коригирани разходните норми в съответствие с Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия, приети с Протоколно решение № 46/27.04.2005 г., т. 2.

9. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № Е-14-03-12/23.08.2005 г. от “Топлофикация Перник” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Предложената от дружеството цена на топлинна енергия при прогнозирана преференциална цена на комбинираната електрическа енергия от 96 лв./МВтч е следната.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 50,87 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 62,94 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 51,65 лв./МВтч, в т.ч.

- до 250 кВтч – 28,38 лв./МВтч;
- над 250 кВтч – 49,69 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,54 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Становището на дружеството относно отправените забележки е следното.

С п р а в к а № 1 “Разходи”

Разходи за амортизация - дружеството е представило Справка за придобитите дълготрайни активи през м. ноември и м. декември на 2004 г., която включва: компенсатори с цена на придобиване 392 306,26 лв. и 10 % годишна амортизация; реконструкция на мрежова помпена станция с цена на придобиване 2 742 462,84 лв. и 4 % годишна амортизация; модернизация на директни АС с цена на придобиване 2 328 681,82 лв. и 4 % годишна амортизация

Цената на въглищата е формирана като среднопретеглена цена от цените, посочени в договорите, сключени с доставчиците на въглища.

Цената на мазута, използван за стабилизация на процеса и за разпалване, е по действащи цени на течните горива в страната, определени от “Лукойл България” към 13.08.2005 г.

С п р а в к а № 2 “Регулаторна база на активите”

Разгледаните периоди са към 31.12.2003 г. и 31.12.2004 г.

С п р а в к а № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала”

Дружеството е представило Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

С п р а в к а № 4 “Технико-икономически показатели в производството”

Разгледан е едногодишен прогнозен период, през който помесечно са прогнозираны количествата отпусната от съоръженията топлинна енергия, както и топлинната енергия, отпусната към преноса и консуматорите. Сумираните месечни количества са приети за годишни за този период. На базата на средномесечните топлинни товари на основните съоръжения, регулируемите пареоотбори на турбините и парогенераторите, осигуряващи нормалната работа на централата за покриване на топлинните товари, е изчислено необходимото количество гориво за съответния период при следните специфични разходи:

$$- B_{\text{сл}} = 491,11 \text{ г/кВтч};$$

$$- B_{\text{т}} = 156,01 \text{ кг/МВтч}.$$

Разходът на въглища е изчислен при калоричност на изгорените въглища 1 985 ккал/кг. Качествените показатели на доставяните въглища затрудняват работата на горивната система и увеличават разхода на мазут за стабилизация на горивния процес.

Бруто произведената електрическа енергия е определена чрез сумиране на прогнозния товар на отделните турбогенератори, а количеството комбинирана енергия е определено в зависимост от параметрите на пареоотборите им.

Посочените мощности $M_{\text{приз,гв}}$ и $M_{\text{приз,вп}}$ са коригирани след анализ на динамиката на промяната на договорените мощности между дружеството и потребителите на гореща вода и пара през последните три години. Съобразени са

с промяната на максималната консумация на топлинната енергия по топлоносителите, измерена на изхода на централата според показанията на приборите за измерване и поддържана в продължение на минимум един час. Извършен е анализ и на инсталираните мощности и техническото им състояние.

С п р а в к а № 5 “Технико – икономически показатели в преноса”

Посочените нетни количества са съобразени с потребностите на потребителите, реализираните продажби през последните няколко години, метеорологичните условия, както и ефекта от монтирането на новите абонатни станции и подмяната на основни участъци от топлопреносната мрежа, което води до намаляване на загубите в преноса и мотивиране на потребителите на топлинна енергия да ползват услугите на дружеството.

Цена за мощност – към приходите от цена за мощност са прибавени и постъпленията от консумацията на топлинна енергия от абонатни станции, ползващи само БГВ.

Дружеството е представило справки за инвестиционната и ремонтната програма за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода.

След извършените обосновки и корекции на технически неточности на елементите на необходимите приходи от страна на “Топлофикация Перник” ЕАД са направени следните констатации.

1. Р е м о н т н а п р о г р а м а

За 2003 г. “Топлофикация Перник” ЕАД отчита ремонтни разходи в размер на 5 130 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт, утвърдени в цените за 2004 г., са на стойност 2 875 хил. лв., в т.ч. 2 530 хил. лв. разходи за ремонт в производството и 345 хил. лв. – в преноса. Отчетените разходи за ремонт за 2004 г. са 2217 хил. лв., т.е. с 22,87 % по-малко от прогнозните.

“Топлофикация Перник” ЕАД е представило ремонтна програма за 2005 г. в размер на 4 030 хил. лв., а прогнозните разходи за ремонт в условно-постоянните разходи за 2005 г. съгласно данните от представена Справка №1 “Разходи” са 2 418 хил. лв., което е увеличение с 9 % в сравнение с отчетените за 2004 г. Към 30.06.2005 г. дружеството отчита 419 хил. лв. ремонтни разходи, което е 17,34 % изпълнение на годишните ремонтни дейности.

С новото предложение дружеството е завишило първоначалния размер на разходите за ремонт от 2344 хил. лв. на 2418 хил. лв., за което няма представена обосновка.

2. И н в е с т и ц и о н н а п р о г р а м а

За 2003 г. дружеството е отчетело инвестиционни разходи в размер на 9 990 хил. лв.

За 2004 г. са планирани разходи за инвестиции са в размер на 21 218 хил. лв., а са отчетени 10 593 хил. лв., което е с 50,08 % по-малко от прогнозираното.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 18 039 хил. лв., от които в производството 12 540 хил. лв. и 5 499 хил. лв. – в преноса. Планираните за 2005 г. инвестиции са завишени със 70,29 % спрямо отчетените за 2004 г., което е резултат от увеличение в прогнозните разходи за инвестиции в производството (около 3 пъти).

Към 30.06.2005 г. дружеството отчита 3 830 хил. лв. усвоени средства за инвестиции, което е 21 % от планираните инвестиции за годината.

3. Р а з х о д и з а г о р и в а

С новото предложение дружеството е увеличило прогнозната цена и количество мазут за производство в енергийната част с 466 тона в сравнение с първоначалното предложение на дружеството – от 584 на 1 050 тона .

4. Ц е н а з а м о щ н о с т

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,054 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

В резултат на прегледа на всички представени данни от дружеството са направени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за ремонт са коригирани със 79 хил. лв. до размер, посочен от дружеството в първоначалното предложение за цени и отчетени стойности през 2004 г.

2. Прогнозните разходи за амортизации са коригирани със 165 хил. лв., като са отчетени приложените данни за придобитите дълготрайни активи през м. ноември и м. декември на 2004 г. и процентното изпълнение на инвестиционната програма към полугодieto на 2005 г.:

– намаление със 140 хил. лв. на разходите за амортизации за 2005 г. в производството – от 948 хил. лв. на 808 хил. лв.;

– намаление с 25 хил. лв. на разходите за амортизации в преноса, като годишната амортизация на линзовите компенсатори се променя от 10 % на 4 %.

3. Данните за дълготрайните активи в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са коригирани съгласно данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г. в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано

производство.

4. Кориgirани са прогнозната цена и количеството на мазута, като са приведени към първоначалното предложение на дружеството.

5. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 495,18 хил. лв.

6. Извършена е обща допълнителна корекция на условно-постоянните разходи с 272 хил. лв., като нивото им е намалено до това, което е утвърдено при образуването на цените за предходната година, по следните причини:

– “Топлофикация Перник” приключва финансовата 2004 г. със значително по-добър текущ финансов резултат спрямо предходната година и е единственото дружество, на което през 2004 г. е утвърдена цена за енергия за битови потребители, равна на фиксираната цена;

– не е аргументирано увеличението на прогнозните условно-постоянни разходи за едногодишен период;

– прогнозираните общи условно-постоянни разходи на дружеството за единица производство са по-високи от тези за сходни дружества, което означава, че дружеството има резерв за подобряване на ефективността на разходите си.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 46,41 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 47,18 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,54 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 37 902 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 34 827 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 8,19 %.

В цените не е включен ДДС.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Перник” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 3,79 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указа-

ния за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 39,68 лв./ МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 41,52 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 10,69 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 36 369 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 34 827 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 3,79 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Сливен” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Прогнозните данни в Справки № 1 “Разходи”, № 4 “Технико-икономически показатели в производството”, № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” и № 6 “Изчисляване на коефициенти за разпределяне на разходите” са на база отчетни данни за периода 01.01.2005 – 30.04.2005 г. и разчетни данни за периода 01.05.2005 – 31.12.2005 г.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Сливен” ЕАД намаляват от 5 020 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 4 001 хил. лв., т.е. с 1 019 хил. лв. или с 20 % намаление.

Прогнозните разходи за ремонт са намалени с 838 хил. лв. – от 1 338 хил. лв., отчетени през 2004 г., на 500 хил. лв. за 2005 г., което в процентно изражение е 63 % намаление.

В данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” дружеството не е включило сгради с балансова стойност в размер на 77 хил. лв. (работнически стол) и машини, съоръжения и оборудване с балансова стойност в размер на 802 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като разлика между краткотрайни (краткосрочни) активи и краткосрочни пасиви на базата на счетоводен баланс към 31.12.2004 г.

- Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:
- цена на мазут – увеличена с 3,9 %;
 - цена на въглища – намалена с 8,2 %.

За 2005 г. дружеството прогнозира намаление на brutното производство на електрическа енергия спрямо 2004 г. от 176 184 МВтч на 170 235 МВтч, т.е. с 3,38 %, и намаление на произведената топлинна енергия от 116 661 МВтч на 116 545 МВтч.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството се увеличава от 16,16 % през 2004 г. на 16,69 % за 2005 г. Топлинната енергия за собствени нужди се увеличава от 7,39 % на 8,50 % през прогнозния период.

При общо намаление на производството на електрическа и топлинна енергия дружеството прогнозира увеличение с 1,73 % на комбинираната електрическа енергия и намаление на принудената енергия със 7,16 %.

При отчетени разходни норми за 2004 г. съответно за електроенергия 434,35 г/кВтч и за топлинна енергия 178,41 кг/МВтч, за 2005 г. са предложени за приемане по-високи разходни норми: за електроенергия 449,22 г/кВтч и за топлинна енергия – 181,01 кг/МВтч.

Дружеството е запазило непроменени от 2004 г. признатите мощности в производството с водна пара и гореща вода съответно 80 МВт и 274 МВт.

Прогнозната консумация на водна пара намалява от 9 676 МВтч за 2004 г. на 7 910 МВтч (с 18,25 %), загубите по преноса са намалени от 54,06 % на 53,91 %.

Увеличава се реализираната топлинна енергия с гореща вода от 58 872 МВтч през 2004 г. на 60 666 МВтч за 2005 г., като загубите по преноса намаляват незначително в процентно отношение, но се увеличават от 28 104 МВтч на 28 807 МВтч.

Дружеството е увеличило за 2005 г. договорената мощност при потребителите за битови нужди с топлоносител гореща вода съответно от 92,43 МВт на 118,03 МВт.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004 г.	Отчет 2004 г.	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	414,02*	434,35	449,22
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	168,86*	178,41	181,09
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	16,57 29 833	16,16 28 465	16,69 28 408
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	5,65 7 305	7,39 8 622	8,50 9 911
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	26,62 25 526*	32,31 28 104	32,2 28 807
Технологични разходи - пара	% МВтч	50,23 13 109	54,06 11 387	53,91 9 251

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

С писмо с изх. № Е-14-07-9/11.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на коригираните прогнозни разходи за ремонт в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Обосновка на завишените прогнозни количества на топлинна енергия за собствени нужди в сравнение с отчетените през 2004 г.

3. Обосновка на високите прогнозни технологични разходи по преноса с топлоносител гореща вода и водна пара.

4. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност към края на 2005 г. Справката с изчисленията да бъде приложена към изчислителния модел с цените и представена на хартиен и магнитен носител.

5. Прогноза за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на прогнозните разходи, отчет за изпълнението към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода.

С писмо с вх. № к. Е-14-07-9/24.08.2005 г. от “Топлофикация Сливен” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Становището на дружеството относно отправените забележки е следното.

1. Обосновка на коригираните прогнозни разходи за ремонт в сравнение с отчета през 2004 г.

Дружеството посочва, че прогнозните разходи за ремонт са на база предложената от цеховите ръководства и утвърдена от Съвета на директорите ремонтна програма за 2005 г.

2. Обосновка на завишените прогнозни количества на топлинна енергия за собствени нужди в сравнение с отчетените през 2004 г.

Завишението на собствените нужди на “Топлофикация Сливен” ЕАД за 2005 г. в сравнение с отчетените през 2004 г. се дължи главно на две причини:

– топлинната енергия за собствени нужди – пара, е завишена поради завишения разход на мазут вследствие на по-честите аварии на енергийните котли – резултат на влошените качествени показатели на въглищата, получавани от мина “Черно море” от началото на 2005 г.;

– топлинната енергия за собствени нужди – гореща вода, е завишена в резултат на по-ниските външни температури, отчетени през първо тримесечие на 2005 г., в сравнение със същия период на 2004 г.

3. Обосновка на високите прогнозни технологични разходи по преноса с топлоносител гореща вода и водна пара.

Дружеството посочва следните фактори при определянето на прогнозните технологични разходи по преноса с топлоносител гореща вода.

– Действащите в момента магистрални тръбопроводи са изградени в периода 1969 – 1972 г. През последните 10 години ежегодно е имало по 2-3 аварии. При отстраняването им се констатира силно развита външна корозия на тръбите вследствие на нарушена хидроизолация на каналите, наводняване от течове на пресичащите топлотрасето водопроводи и канализации, високи подпочвени води, разрушен или некачествено положен пенобетон.

При всяка авария се губи освен това немалко количество топлоносител, съответно количество топлинна енергия, и като следствие от самата авария се получава значително намаляване на количеството реализирана топлоенергия.

– Недостатъчно добро натоварване (уплътняване) на действащата топлопреносна мрежа. Към настоящия момент дружеството търпи и немалко загуби на топлинна енергия по топлопреноса и поради малкия брой консуматори, някои от които са значително отдалечени един от друг, както и от топлоизточника.

Драстично увеличаване на броя неработещи абонатни станции се наблюдава особено през летния период на годината. През м. юли 2005 г. от общо 426 бр. инсталирани битови и промишлени са работили само 144 абонатни станции. Това обуславя и постоянно занижаване на количеството реализирана топлинна енергия, което от своя страна е в обратна зависимост с технологичните разходи по преноса и е основание за тяхното постоянно нарастване.

Техническите характеристики на абонатните станции са основните критерии при определяне на топлинните загуби в помещенията на абонатните станции като част от разходите по преноса. Все още масово се използват старият тип водо-водни подгреватели (ВВП), които са с лоша термоизолация и голяма площ, обуславящи висока степен на топлинно излъчване.

4. Дружеството е приложило към изчислителния модел Справка с изчисленията на цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. съгласно Указанията при актуализирана договорена мощност към края на 2005 г.

5. Поради излизане в ремонт от 01.08.2005 г. дружеството е спряло производствената си дейност и се извършват огледи, проверки, дефектовки и други мероприятия, целта на които е определяне и уточняване на предстоящите за изпълнение задачи.

От дружеството са представени ремонтна и инвестиционна програма, утвърдени от Съвета на директорите на 25.02.2005 г. и актуализирани към 07.06.2005 г., и отчет на изпълнението им към 31.07.2005 г., както и справка за въведените в експлоатация дълготрайни материални активи.

От представените обосновки и извършените корекции на технически неточности от страна на “Топлофикация Сливен” ЕАД са направени следните констатации.

1. Стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” е коригирана съгласно Указанията в съответствие със счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2003 г. и към 31.12.2004 г.

2. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. съответства на цена за мощност 0,05 лв./м³/мес.

3. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 848 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт, утвърдени в цените за 2004 г., са в размер на 992 хил. лв., в т.ч. 958 хил. лв. в производството и 34 хил. лв. – в преноса. Отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 1 338 хил. лв. или с 34,88 % повече от планираните.

Включената в условно-постоянните разходи сума за ремонт за 2005 г. е 500,42 хил. лв., което е с 62,60 % по-малко от отчетените за 2004 г., и са разпределени, както следва: в производството 430,56 хил. лв., а в преноса – 69,86 хил. лв.

Дружеството е представило актуализирана ремонтна програма за 2005 г. на стойност 316,5 хил. лв., в т.ч. в производството 246,5 хил. лв., а в преноса – 70 хил. лв.

Налице е несъответствие между прогнозните разходи за ремонт в условно-постоянните разходи за 2005 г. и стойността на ремонтната програма на дружеството.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 43,2 хил. лв. ремонтни разходи, което е 8,63 % от разходите за ремонт, включени в условно-постоянните разходи за 2005 г.

4. Инвестиционна програма

Инвестиционните разходи, отчетени за 2003 г., са на стойност 818 хил. лв., от които 546 хил. лв. са отчетени в производството и 273 хил. лв. – в преноса.

За 2004 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 124 хил. лв. в производството и 877 хил. лв. в топлопреносната мрежа. Общият размер за инвестиции е 1 001 хил. лв. Отчетените за 2004 г. разходи за инвестиции са 422 хил. лв. – с 57,84 % по-малко от планираните за 2004 г., като в преноса намалението е със 75,03 %, а в производството е отчетено увеличение с 63,71 %.

Актуализираната инвестиционна програма на “Топлофикация Сливен” ЕАД за 2005 г. по предварителна стойност е в размер на 191,9 хил. лв. и е занижена спрямо размера на усвоените инвестиции за предходната година с 54,53 %.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита общо инвестиции в размер на

149,64 хил. лв., т.е. отчетено е изпълнение на инвестиционната програма 77,98 %.

След прегледа на постъпилите от дружеството обосновки и направени констатации в ДКЕВР са извършени следните корекции.

1. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, заложи в утвърдените в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия, както следва:

– за производство на електрическа енергия – от 449,22 г/кВтч на 414,02 г/кВтч;

– за производство на топлинна енергия – от 181,09 кг/МВтч на 168,86 кг/МВтч.

В стойностно изражение намалението е в размер на 691 хил. лв.

2. Технологичните разходи на топлинна енергия по преноса с топлоносител гореща вода са коригирани от 28 807 МВтч на 25 526 МВтч в съответствие със стойностите, заложи в утвърдените в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението е в размер на 229 хил.лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 95,93 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 56,45 лв./МВтч;

– цена за мощност – 8,99 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 14 366 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 12 380 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 8,93 %.

В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-07-14/18.10.2005 г. “Топлофикация Сливен” ЕАД е предложило ДКЕВР да утвърди преференциална цена за комбинирано произведена електрическа енергия в размер на 160,00 лв./МВтч без ДДС със следните мотиви.

1. Цени на горива

– “Топлофикация Сливен” ЕАД ползва проектно гориво кафяви въглища от “Мина Черно море – Бургас” ЕАД. Цената на доставяните въглища към мо-

мента на заявлението не е променяна от 1999 г.

- Цената на природния газ е увеличена от 232,00 на 276,91 лв./1000 нм³.
- Реалната към момента цена на мазута продължава да се увеличава.

2. Качествени показатели на въглищата

Разчетните качествени показатели на въглищата са при средна калоричност 3200 ккал/кг. Към настоящия момент доставяните въглища са с показатели 2800 ккал/кг, влага 19,50 % и пепел 44,20 %, като не се очаква увеличаване на калоричността. Химичният състав на въглищата и отделяната пепел определя силната им абразивност. Това води до интензивно износване на съоръженията по целия тракт на котлите, чести спирания, намалени количества произведена електрическа и топлинна енергия от енергийната част, сериозна опасност от невъзможност да се обезпечи предстоящия отоплителен сезон и други негативни последиствия. Понижените качествени показатели водят до увеличаване на електро- и топлоенергията за собствени нужди, тъй като е необходима допълнително енергия и работа на съоръженията за подготовка на горивото.

3. Специфичен разход на гориво за производство

Коригираните от ДКЕВР (към намаление) специфичен разход за производство на електрическа енергия от 449,22 г_{у.г.}/кВтч на 414,02 г_{у.г.}/кВтч и на топлинна енергия от 181,09 кг_{у.г.}/МВтч на 168,86 кг_{у.г.}/МВтч няма да могат да бъдат изпълнени. Очакванията (като се имат предвид отчетените към момента данни) са за по-високи стойности.

4. Невъзможност за покриване на себестойността на електрическата енергия

Средната продажна цена 64 лв./МВтч (резултативна от 79 и 54,5 лв./МВтч) е недостатъчна за покриване на разходите за гориво, другите променливи разходи и условно-постоянните разходи.

5. Намаляване на броя на потребителите

Повишението на цените за населението ще предизвика нов отлив на клиенти, които ще се откажат трайно от услугите на дружеството. Към момента 50 % от тях са прекратили ползването на централно отопление. Преминали веднъж на друг вид отопление, повечето от тях не се връщат към централното. Дружеството посочва, че се отказват дори клиенти, които имат голяма нужда от отопление – възрастни хора и семейства с малки деца. Ограничаване на потреблението в една абонатна станция води до разпределение на малко на брой абонати и оттам високи суми за заплащане.

6. Намаляване на реализираната топлинна енергия

“Топлофикация Сливен” ЕАД е топлофикационно предприятие за комбинирано производство на електро- и топлоенергия и работи ефективно при наличие на топлинни товари. В този смисъл действията на дружеството са насочени към запазване и увеличение броя на клиентите на топлоенергия.

7. Увеличаването на цената при съпътстващо намаляване на потребителите ще доведе до нежелание и невъзможност за заплащане на консумираната топлинна енергия, оттам до влошаване на събираемостта и паричните потоци на дружеството.

8. Технологични разходи по преноса с гореща вода
Намаленият брой клиенти ще допринесе за увеличаване процента на технологичните разходи (загуби) по преноса.

9. Увеличаване на ремонтните задачи
Поради интензивните износвания на котлите се е наложило актуализиране на ремонтната и инвестиционната програма, което допълнително увеличава разходите на дружеството. Общата сума на допълнителните мероприятия възлиза на 2 132 хил. лв. Чрез изпълнението им ще се осигури безаварийна работа за дълъг период от време, подобряване на технологичните режими на котлите, възможност за намаляване на разходите.

10. Осигуряване покриване на реално необходимите разходи за дейността по лицензиите чрез осигуряване на приходи

Дружеството посочва, че при увеличените разходи за въглища, мазут, природен газ, ремонтни дейности и при прилагане на прогнозните цени от ДКЕВР се получава недостиг на средства в размер на 3 766 хил. лв. Дружеството предлага чрез по-висока цена на електрическата енергия да бъде постигната приемлива цена на топлинната енергия с гореща вода в рамките на 42 – 45 лв./МВтч без ДДС.

11. Обществено отношение към дружеството
Дружеството настоява да бъде отчетена ситуацията, в която работи дружеството, а именно производството по несъстоятелност, което създава психоза за фалит и действа крайно демотивиращо на настоящите и бъдещи клиенти.

Дружеството е приложило следните справки.

- Справка за качествените показатели на влаганите в производство въглища.
- Справка за спиранията на централата поради авария на енергийни

котли (ЕК) – 2004 и 2005 г.

– Изменение процента на загубите по топлопреноса в зависимост от намаляване броя на потребителите.

– Справка за прогнозните продажби на продукцията (електро- и топлоенергия), необходимите приходи и разходи, цени на електро- и топлоенергия.

– Копие на предложения за допълнение към актуализирана ремонтна и инвестиционна програма.

– Технико-икономически показатели за периода януари - септември на 2004 и 2005 г.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Сливен” ЕАД възражения е прието, че не са налице основания за удовлетворяване на исканията на дружеството, като мотивите за неприемането са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в мотивите.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Сливен” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 5,97 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 5 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 89,80 лв./ МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 52,05 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 8,99 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 14 037 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 12 380 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 5,97 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Габрово” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Прогнозните данни в Справка № 1 “Разходи”, Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството”, Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” и Справка № 6 “Изчисляване на коефициенти за разпределяне на разходите” са за период 01.04.2005 – 31.03.2006 г., като са посочени отчетни данни за период 01.04.2004 – 31.03.2005 г.

Условно-постоянните разходи за прогнозния период на “Топлофикация Габрово” ЕАД намаляват от 1 309 хил. лв., отчетени за предходния сравнителен период, на 1 029 хил. лв., т.е. с 280 хил. лв. или с 21,39 %.

Прогнозните разходи за амортизации са в размер на 160 хил. лв., а отчетените амортизации са на стойност 210 хил. лв., т.е. с 23,81 % по-ниски в сравнение с отчетените.

Разходите за заплати и възнаграждения за прогнозния период (01.04.2005 - 31.03.2006 г.) са в размер на 376 хил. лв., т.е. намаляват с 28,65 % в сравнение с отчетния период.

Прогнозните разходи за социални осигуровки и надбавки са намалени със 79 хил. лв. – от 211 хил. лв. отчетени, на 132 хил. лв. за периода 01.04.2005 – 31.03.2006 г., т.е. с 37,44 %.

Няма съответствие между данните за активите за топлинна и електрическа енергия и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2 на Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, и необходимият оборотен капитал не е изчислен като разлика между краткотрайните (краткосрочни) активи и краткосрочните пасиви на база данни от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Стойността на собствения капитал на дружеството към 31.12.2004 г. в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не е определена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на брутното производство на електрическа енергия спрямо 2004 г. от 8 646 МВтч на 9 389 МВтч, т.е. с 8,59 %, и намаление на произведената топлинна енергия от 61 725 МВтч на 60 719 МВтч.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството се увеличава от 33,51 % през 2004 г. на 35,12 % за 2005 г.

Топлинната енергия за собствени нужди намалява от 12,07 % на 11,53 % през прогнозния период.

Прогнозните разходни норми за производство на електрическа и топлинна енергия спрямо отчетените за 2004 г. се променят съответно от $B_{\text{ел}} = 309,26 \text{ г/кВтч}$ на $277,80 \text{ г/кВтч}$, и от $B_{\text{т}} = 195,47 \text{ кг/МВтч}$ на $204,47 \text{ кг/МВтч}$.

Прогнозната консумация на водна пара намалява от 3 394 МВтч за 2004 г. на 1 304 МВтч (с 61,58 %), загубите по преноса с пара са увеличени от 19,40 % на 19,61 %.

Увеличава се реализираната топлинна енергия с гореща вода от 38 179 МВтч през 2004 г. на 40 007 МВтч за 2005 г., като загубите по преноса намаляват

незначително в процентно отношение, но се увеличават в стойностно изражение от 11 885 МВтч в отчета за 2004 г. на 12 090 МВтч за прогнозния период.

Договорената мощност с потребителите на гореща вода и отопляемият обем за 2005 г. се запазват и са съответно 63,568 МВт и 1 051 000 м³.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 03.2004 - 03.2005	Прогноза 2005 - 2006
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	296,57	309,26	277,8*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	194,68*	195,47	204,47
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	36,67 3 300	33,51 2 897	35,12 3 297
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	9,91 6 600	12,07 7 450	11,53 7 000
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	17,76 8 900*	23,74 11 885	23,21 12 090
Технологични разходи - пара	% МВтч	19,19 1 900	19,40 817	19,61 318

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са равни на мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
35	30	32	10	8	9	45	54	45

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:
– цена на мазут – увеличение със 17,35 %;

– цена на въглища – увеличение с 31,74 %.

Дружеството е представило подробно разработени инвестиционна и ремонтна програма за 2005 г. Разходите в програмите са представени по видове дейности – производство и пренос. В инвестиционната програма е представена технико-икономическа обосновка, посочен е срок на откупуване и срок за изпълнение. Предвижда се финансирането да се осигури чрез кредит от МФ “Козлодуй” и собствени средства.

С писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-11-7/11.08.2005 г. са посочени неточности в приложенията към заявлението, които дружеството да отстрани, и е изисквана следната допълнителна информация.

1. Обосновка на коригираните прогнозни разходи за амортизация, заплати и възнаграждения, осигуровки и социални надбавки в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Да се отстрани несъответствието между общата стойност на РБА и същата, отнесена към електрическата и топлинната енергия в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”.

3. Необходимият оборотен капитал да бъде обоснован или изчислен съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

4. Да се коригира Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

5. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

6. Обосновка на завишените прогнозни количества електрическа енергия за собствени нужди в сравнение с отчетените през 2004 г.

7. Обосновка на прогнозните разходни норми на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия в сравнение с отчетените през 2004 г.

8. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност за 2005 г. и приложена към подаденото заявление на хартиен и магнитен носител.

9. Обосновка на цената на въглищата, придружена с копия от договорите за доставка в частта им, касаеща договорните цени.

10. Отчет за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода.

Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-11-7/25.08.2005 г. от "Топлофикация Габрово" ЕАД са получени изискваните обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

Прогнозните разходи за амортизация са по-малки в сравнение с отчетните поради високата степен на амортизираност на ДМА на дружеството. Заплатите, осигуровките и някои социални разходи също са намалени поради намаление на средносписъчния брой на персонала на дружеството, спиране на субсидирането и очакваните недобри финансови резултати за 2005 г.

Отстранено е несъответствието между общата стойност на РБА и същата, отнесена към електрическата и топлинната енергия в Справка № 2 "Регулаторна база на активите".

Необходимият оборотен капитал е изчислен съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство като разлика между краткотрайни активи и краткосрочни задължения на база счетоводен баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Справка № 3 "Норма на възвръщаемост на капитала" е коригирана съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 7 %. Дружеството ползва само един заем от 1998 г. – 3 939 BVL от "Техенерго" ЕАД – София, и съгласно погасителната схема лихвата по заема е 7 %.

Собствени нужди за електрическа енергия – през 2005 г. е прогнозиран по-голям разход на електрическа енергия за собствени нужди поради следните причини:

а) намалена ефективност (к.п.д.) на въглищни котли 1 и 2, които са основната парогенерираща мощност;

б) поради намалената производителност на котлите и параметри на парата се увеличава времето, през което за покриване на необходимия топлинен товар се налага да работят двата котела едновременно;

в) увеличава се броят на пусканията и спиранията на котлите;

г) поради износване на броните на мелниците и намаляване на производителността им се увеличава времето за работа на мелниците.

Обосновка на прогнозните разходни норми на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия – дружеството прогнозира повишени разходни норми за топлинна и електрическа енергия поради изброените по-горе причини по т. а), б) и в).

Дружеството е изчислило цената за мощност в дименсия лв./кВт/год.

съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност за 2005 г.

През прогнозния период е предвидено централата да работи с въглища от “Мини Балкан” – Твърдица. Приложено е копие на договор за доставка.

Дружеството е представило отчет за изпълнението на инвестиционна и ремонтна програма за 2005 г., отчет за изпълнението им към 31.07.2005 г. и обосновка за изпълнението им до края на периода.

Въз основа на представените от страна на “Топлофикация Габрово” ЕАД обосновки и извършените от дружеството корекции са направени следните констатации.

1. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 190 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 180 хил. лв., а отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 80 хил. лв., което е намаление с 55,56 % спрямо прогнозата.

По предварителна стойност представената ремонтна програма за 2005 г. на “Топлофикация Габрово” ЕАД е 112,8 хил. лв.

Включената в разходите сума за ремонт за прогнозния период е в размер 116 хил. лв., от които 86 хил. лв. са разходи за ремонт в производството и 30 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за предходния ценови период прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са увеличени с 45 %.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 14,66 % изпълнение на годишната ремонтна програма.

2. Инвестиционна програма

С писмо с вх. № Е-14-11-5/25.04.2005 г. “Топлофикация Габрово” ЕАД е представило отчет за изпълнение на инвестиционната програма за 2004 г., от който е видно, че при планирани разходи за инвестиции 2 492 хил. лв. усвоените през годината са в размер на 50 хил. лв., т.е. отчетено е 2,01 % изпълнение на инвестиционната програма за 2004 г. Дружеството е кандидатствало с проекти за финансиране от МФ “Козлодуй” и не е получило финансиране.

Общата сума на планираните разходи за инвестиции за 2005 г. са в размер на 2 300 хил. лв., основната част от които са предвидени за газифициране на централата, което е било планирано за 2004 г., но не е било осъществено.

Към 31.07.2005 г. дружеството няма усвоени средства за инвестиции.

3. Регулаторна база на активите

3.1. Дружеството е отстранило несъответствието между общата стойност на активите и отнесените към електрическата и топлинната енергия.

3.2. Данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не са изготвени съгласно указанията, дадени с писмо № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

4. Н о р м а н а в ъ з в р ъ щ а е м о с т

Данните в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост” не са изготвени съгласно указанията, дадени с писмо № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

5. Ц е н а з а м о щ н о с т

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,05 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

6. Ц е н и н а г о р и в а

Цената на въглищата според представения договор за покупко-продажба е франко купувача, без ДДС.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и данните в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост” са приведени в съответствие с указанията, дадени с писмо № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

2. Технологичните разходи по преноса с топлоносител гореща вода са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените 2004 г. съгласно със задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 256 хил. лв.

3. Разходните норми за производство на топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 86 хил. лв.

4. Коригирана е стойността на разходите за ремонт със 36 хил. лв. до нивото на реално отчетените през 2004 г. и в съответствие с изпълнението на ремонтната програма към момента.

5. Преференциалната цена на комбинираната електрическа енергия, при която са извършени изчисленията на прогнозните цени на топлинната енергия, е коригирана от 79,00 лв./МВтч на 79,44 лв./МВтч.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна

пара – 124,39 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 71,18 лв./МВтч;

– цена за мощност – 9,85 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 4 013 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 4 865 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 9,35 %.

В цените не е включен ДДС.

С писма с вх. № Е-14-11-13/05.10.2005 г. и № Е-14-11-14/19.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР съответни възражения и становище с искания за следните корекции.

1. Разходите за ремонт да бъдат коригирани от 116 хил. лв. на 196 хил. лв. Посочено е, че увеличението се налага поради по-големия обем на ремонтни работи, установен след дефектовка през м. юли т.г.

2. Разходите за заплати и осигуровки да бъдат коригирани съответно от 376 хил. лв. и 132 хил. лв. на 476 хил. лв. и 164 хил. лв. За нормалното протичане на предстоящия отоплителен сезон е отчетена нуждата от увеличаване броя на необходимия персонал и увеличаване на заплащането му.

3. Включване на разходи за безплатна предпазна храна съгласно изискванията на нормативните документи в размер на 20 хил. лв.

4. Да бъде коригирана цената на мазута. Новата цена включва:

– цена на мазут;

– транспортни разходи.

Промяната на цената на мазута води до промяна на разходите за мазут от 383 хил. лв. на 527 хил. лв.

5. Да бъде коригиран разходът за вода от 78 хил. лв. на 97 хил. лв. поради промяна на водоползването от р. Янтра съгласно изискванията на РИОСВ – гр. Велико Търново.

6. Да бъдат коригирани разходите за купена електрическа енергия от 143 хил. лв. на 166 хил. лв. поради повишаване цената на електроенергията ниско напрежение.

7. Да бъдат коригирани разходите за външни услуги от 16 хил. лв. на 96 хил. лв. поради необходимостта от извършване на по-голям обем ремонтни работи и свързаните с тях външни услуги.

При така направените корекции на разходите дружеството предлага да бъдат утвърдени следните цени на топлинна и електрическа енергия.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 90,33 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 150,11 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 80,89 лв./ МВтч;
- цена за мощност – 9,85 лв./кВт/год.

Във връзка с направените корекции и предложения дружеството е приложило Справки от № 1 до № 6 с актуализирани технико-икономически показатели.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Габрово” ЕАД възражения са направени следните констатации.

Възражението на дружеството по т. 1 относно разходите за ремонт не се приема, като мотивите за корекцията са описани подробно в Доклада за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”, приет с Протоколно решение на ДКЕВР № 129 от 27.09.2005 г.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 180 хил. лв., а отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 80 хил. лв., което е намаление с 55,56 % спрямо прогнозата.

По предварителна стойност представената ремонтна програма за 2005 г. на “Топлофикация Габрово” ЕАД е 112,8 хил. лв.

Включената в разходите сума за ремонт за прогнозния период е в размер 116 хил. лв., от които 86 хил. лв. са разходи за ремонт в производството и 30 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за предходния ценови период прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са увеличени с 45 %.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 14,66 % изпълнение на годишната ремонтна програма.

По т. 2, 3, 4, 5, 6, и 7 от възраженията на дружеството мотивите за неприемането им са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в мотивите.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Габрово” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 3,62 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлината и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 112,55 лв./ МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 65,08 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 9,85 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 3 734 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 4 865 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 3,62 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Казанлък” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи на “Топлофикация Казанлък” ЕАД по прогноза за 2005 г. са в размер на 1 560 хил. лв. и са с 282 хил. лв. по-ниски в сравнение с отчетените през 2004 г., което представлява намаление с 15,3 %.

Балансовата стойност на дълготрайните активи на дружеството, участващи в регулирането, според данните от Справка № 2 “Регулаторна база на активите” е по-ниска с 416 хил. лв. в сравнение с данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г.

Няма съответствие между сумарната стойност на активите за топлинна и електрическа енергия и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2 на Справка № 2.

Стойността на необходимия оборотен капитал не е обоснована.

Стойността на привлечения капитал не съответства на данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г. по Раздел Б – Дългосрочни пасиви.

Заложеният процент на данъчните задължения в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” е 19,5 %.

За 2005 г. дружеството прогнозира намаление на brutното производство на електрическа енергия от 3 168 МВтч на 854 МВтч, т.е. със 73 %, и намаление на произведената топлинна енергия от 107 327 МВтч на 69 201 МВтч, т.е. с 35,5 % спрямо предходната година, поради технологична невъзможност за комбинирано производство.

Отпуснатата енергия от съоръжения с пара рязко намалява за 2005 г. от 37 345 МВтч по отчет за 2004 г. на 3 133 МВтч, т.е. с 91,6 %. Загубите по преноса на топлинна енергия с водна пара са нулеви поради продажбата на топлинната енергия франко топлоизточника.

Дружеството предвижда за 2005 г. реализираните количества топлинна енергия с гореща вода да се запазят на ниво 2004 г. при заложено увеличение

на загубите по преноса от 25,27 % през 2004 г. на 26,87 % за 2005 г. или с 924 МВтч.

Прогнозните разходни норми за производство на електрическа и на топлинна енергия са $B_{\text{ел}} = 256,29 \text{ г/кВтч}$; $B_{\text{т}} = 156,96 \text{ кг/МВтч}$ и са незначително занижени спрямо отчетните за 2004 г., но са повишени спрямо прогнозните за 2004 г.

Дружеството е коригирало за 2005 г. договорената мощност при потребителите с гореща вода съответно от 64,99 МВт на 64,48 МВт.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	247,35*	264,77	256,29
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	146,29*	157,18	156,96
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	25,45 1 137	23,43 742	29,93 256
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	9,56 10 602	11,15 11 962	11,63 8 045
Технологични разходи – гореща вода	% МВтч	20,69 13 075*	25,27 14 664	26,87 15 588

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 15 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			Max. TE	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
22	20	18	23	20	19	45	91	60

Изчисленията са извършени при повишени прогнозни цени на мазута и газьола.

С писмо с изх. № Е-14-10-11/02.08.2005 г. е изискана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Да се отстрани несъответствието между общата стойност на РБА и същата, отнесена към електрическата и топлинната енергия в Справка № 2.

2. Необходимият оборотен капитал да бъде изчислен или обоснован съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

3. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

4. Обосновка на завишените прогнозни количества топлинна енергия с гореща вода за собствени нужди в производството в сравнение с отчетените за 2004 г.

5. Обосновка на стойността на признатата мощност с топлоносители водна пара и гореща вода в производството.

6. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-10-11/15.08.2005 г. от “Топлофикация Казанлък” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

1. Дружеството е представило коригирана Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, като е отстранило несъответствието между общата стойност на активите и същата, отнесена към електрическата и топлинната енергия.

2. Стойността на необходимия оборотен капитал е изчислен съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

3. Дружеството е представило справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

Кредити към 05.2005 г.

Кредит, лв.		Лихвен процент	Лихва по кредитите, лв.
1	999 916,00	6,83	68 294,26 35 266,82 31 716,78 6 902,69 142 180,55
2	688 805,00	5,12	
3	366 668,00	8,65	
4	100 039,00	6,90	
Общо	2 155 428,00	6,60	
Среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 6,60 %.			

4. Обосновано е завишението и разпределението на прогнозните количества топлинна енергия с гореща вода за собствени нужди в производството в сравнение с отчетените за 2004 г. по следните причини.

Поради отпадане на промишлени консуматори на пара от м. януари 2005 г., отпуснатата топлинна енергия с топлоносител пара намалява от 40 % през 2004 г. на 5 % от общото количество отпусната топлинна енергия. Почти цялото количество топлинна енергия през 2005 г. е произведено от промишлените котли. Топлинната енергия за собствени нужди е почти изцяло за производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода. Поради това прогнозните количества топлинна енергия с гореща вода за собствени нужди в производството са завишени в сравнение с отчетените за 2004 г.

Прогнозните количества топлинна енергия за собствени нужди в производството се разпределят за електрическа енергия, топлинна енергия с гореща вода и топлинна енергия с пара. След изваждане на топлинната енергия за собствени нужди за електрическа енергия, оставащата топлинна енергия за собствени нужди (за топлинна енергия) е разпределена между пара и гореща вода с коефициента на разходите (от Методиката на ДКЕР). По същия начин са разпределени и собствените нужди в производството за 2004 г.

5. Дружеството е приложило подробна обосновка на стойността на признатата мощност с топлоносител гореща вода в производството, придружена с извършените за целта изчисления.

Признатата мощност с топлоносител водна пара в производството е обоснована с отказа от началото на 2005 г. на основните промишлени потребители на топлинна енергия с топлоносител пара – “Катекс” АД и “Руно” АД, със сумарна максимална мощност на двете предприятия 26 МВт.

Инсталираната топлинна единична мощност на енергийните котли е 31,5 МВт. Заедно с монтираните три промишлени парни котли на площадката на топлоизточника има инсталирани общо 86,7 МВт топлинна мощност.

Предложената мощност за гореща вода в производството е същата като тази през 2004 г., получена на база извършени изчисления при отчитане на 42 % изключени радиатори в апартаментите, ползващи отопление в момента.

6. От 62,07 МВт пълна мощност на АС в сгради-етажна собственост 25 МВт са за БГВ. От 37,07 МВт за ОВ се изваждат 15 % за топлоподаване от общите части, останалите 31,57 МВт през радиаторите се редуцират с 41 % (процент на изключените радиатори) на 18,59 МВт. Редуцираната пълна мощност за ОВ и БГВ става 49,15 МВт.

7. Към мощността от т. 1 се прибавя договорената мощност на самостоятелните потребители 7,78 МВт. Крайният резултат е 56,93 МВт пълна мощност за гореща вода.

Мощността за пара в производството е редуцирана с 24 МВт поради отказа на основните потребители на топлинна енергия с топлоносител пара от

началото на 2005 г. Сумарната максимална мощност на двете предприятия е 26 МВт, като предложената за миналия регулаторен преглед е 24 МВт за двете фирми. Предложената крайна мощност за пара е 3,00 МВт.

8. “Топлофикация Казанлък” ЕАД е представило инвестиционната и ремонтната програма за 2005 г., отчет за изпълнението им към 31.07.2005 г. и обосновка за изпълнението им до края на периода.

След представените обосновки и извършените корекции на технически неточности от страна на “Топлофикация Казанлък” ЕАД, в ДКЕВР са направени следните констатации.

1. Стойността на привлечения капитал в Справка № 3 е формирана на база сума на кредитите към 05.2005 г.

2. И н в е с т и ц и о н н а п р о г р а м а

През 2003 г. “Топлофикация Казанлък” ЕАД е усвоило средства за инвестиции в размер на 253,3 хил. лв.

В представения отчет на инвестиционната програма за 2004 г. на “Топлофикация Казанлък” ЕАД, в отговор на писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-10/01.04.2005 г., дружеството е посочило, че са усвоени средства за инвестиции на стойност 68 хил. лв., при планирани за периода 319 хил. лв., т.е. отчетено е 21,32 % изпълнение на инвестиционната програма за 2004 г.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 383 хил. лв., от които 355,5 хил. лв. в производството и 27,5 хил. лв. – в топлопреносната мрежа. Прогнозните инвестиционни разходи са увеличени повече от 5 пъти в сравнение с отчетените за 2004 г.

Към 30.06.2005 г. дружеството отчита 24,46 % изпълнение на планираните разходи за инвестиции за календарната 2005 г.

3. Р е м о н т н а п р о г р а м а

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за ремонт на стойност 148 хил. лв. Ремонтните разходи, утвърдени в цените за 2004 г., са в размер на 149 хил. лв. Отчетените за същия период са на стойност 174,66 хил. лв., т.е. с 25,7 хил. лв. или 17,22 % повече в сравнение с планираните.

Предварителната стойност на представената ремонтна програма за 2005 г. е 153 хил. лв., а разходите за ремонт, предвидени в условно-постоянните разходи, са в размер 133 хил. лв., от които 126 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 7 хил. лв. – в преноса. Спрямо отчетените за предходния ценови период, прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. са занижени с 23,85 %.

Към 30.06.2005 г. дружеството отчита 47,74 % изпълнение на планираните разходи за ремонт.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Коригирани са данъчните задължения в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” от 19,50 % на 15 % в съответствие със ЗКПО.

2. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 187 хил. лв.

3. Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 172 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 120,00 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 69,17 лв./МВтч.

3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 86,76 лв./МВтч;

– цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.

4. Необходими годишни приходи – 4 868 хил. лв.

5. Регулаторна база на активите – 6 276 хил. лв.

6. Норма на възвръщаемост – 8,51 %.

В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-10-18/05.10.2005 г. “Топлофикация Казанлък” ЕАД е представило становище относно доклада за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”.

Становището на дружеството е следното.

С писмо с вх. № Е-14-10-11/30.05.2005 г. дружеството е представило предложение за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия с необходимите приложения.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 120 лв./МВтч са следните.

1. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител водна пара – 72,48 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 96,57 лв./МВтч.;

– цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Изчисленията са извършени при прогнозни цени на горивото.

С доклад на дирекция “Топлоенергетика” и дирекция “ИАРП” с вх. № Е-ДК-450 /19.09.2005 г. до Председателя на ДКЕВР се предлагат за утвърждаване следните коригирани цени на топлинната енергия.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 120,00 лв./МВтч.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 69,17 лв./МВтч.
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 86,76 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Забележка. От внасянето на предложението за цени (30.05.2005 г.) досега цената на горивото за производство се е повишила драстично, който факт неминуемо рефлектира върху цените на топлинната енергия.

В резултат на промяната на цената на мазута дружеството предлага за утвърждаване от комисията следните нови цени.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 120,00 лв./МВтч.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 97,27 лв./МВтч.
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 130,49 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

Приложени са Справки от № 1 до № 6 за обосновка на техническите и икономическите прогнозни данни за предложените цени за 2005 г.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Казанлък” ЕАД възражения са направени следните констатации и корекции.

1. В Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” е коригирана признатата мощност с топлоносител пара – от 3 МВт на 5 МВт.
2. Мотивите за неприемането на повишението на цената на топлинната енергия са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в мотивите.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал,

описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Казанлък” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 5,32 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 120,00 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 80,76 лв./ МВтч.
 3. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:
 - цена за енергия – 81,50 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 10,55 лв./кВт/год.
 4. Необходими годишни приходи – 4 668 хил. лв.
 5. Регулаторна база на активите – 6 276 хил. лв.
 6. Норма на възвръщаемост – 5,32 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Бургас” ЕАД

При прегледа на представената информация е констатирано, че Справки от № 1 до № 6, съдържащи необходимите данни за ценообразуване, не са изготвени в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

С писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-13-10/05.08.2005 г. е изискано от дружеството да представи преработени Справки от № 1 до № 6, изготвени в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство. Прогнозните изчисления да бъдат извършени при работни параметри, посочени в писмо № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

С писмо с вх. № к. Е-14-13-10/02.09.2005 г. “Топлофикация Бургас” ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени на топлинната енергия.

Предложените от дружеството цени на топлинна енергия са следните.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 89,08 лв./МВтч

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 35,13 лв./МВтч;

– цена за мощност – 21,34 лв./кВт/год.

В цените не е включен ДДС.

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Бургас” ЕАД са в размер на 4 446 хил. лв., т.е. с 6,4 % по-високи от отчетените през 2004 г., което в абсолютна стойност представлява 266 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизации са увеличени с 230 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2004 г. или с 11,9 %.

Разходите за заплати и възнаграждения за 2005 г. са в размер на 897 хил. лв., т.е. с 14,4 % по-високи в сравнение с отчетените за 2004 г.

В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” посочената балансова стойност на “Земи” не съответства с данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г. Дружеството не е включило отдадена под наем площ с отчетна стойност в размер на 90 хил. лв.

В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” посочената балансова стойност на “Машини, съоръжения и оборудване” е със 158 хил. лв. по-висока в сравнение с данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително ограничаване до 0,05 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

За 2005 г. “Топлофикация Бургас” ЕАД прогнозира увеличение на произведената топлинна енергия с гореща вода в сравнение с отчетната 2004 г. – от 286 085 МВтч на 297 113 МВтч, т.е. с 3,85 %, при увеличение на собствените нужди с гореща вода от 1 062 МВтч на 2 802 МВтч, т.е. със 163,84 %.

Отпуснатата топлинна енергия от съоръженията с водна пара намалява от 3 848 МВтч на 1 257 МВтч, т.е. с 67,33 %.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди общо с пара и гореща вода намалява от 4 675 МВтч на 3 892 МВтч, което се дължи на значителното намаление с 2 523 МВтч (повече от 3 пъти) на СН с пара.

Прогнозната разходна норма за производство на топлинна енергия е 128,29 кг/МВтч, която е завишена спрямо прогнозната стойност за 2004 г. и отчетената стойност за 2004 г.

В прогнозните данни е заложено намаление на технологичните разходи по преноса с гореща вода от отчетените 21,54 % през 2004 г. на 19,38 % през 2005 г., но остават по-високи от прогнозната стойност – 18,43 % за 2004 г., което в стойностно изражение е с 94 МВтч по-високо от приетите загуби по преноса през 2004 г.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди

и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	126,92*	127,46	128,29
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	1,48 4 653	1,61 4 675	1,30 3 892
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	18,43 56 937*	21,54 61 400	19,38 57 031

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 92,5 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
168,5	124	116				168,5	261	261

За 2003 г. дружеството е отчело разходи за ремонт на стойност 452 хил. лв.

Разходите за ремонт в условно-постоянните разходи, утвърдени в цените за 2004 г., са в размер на 398 хил., в т.ч. 183 хил. лв. в производството и 215 хил. лв. – в преноса.

Отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 394 хил. лв., в т.ч. 157 хил. лв. в производството и 237 хил. лв. – в преноса. Изразходваните разходи за ремонт през 2004 г. са в рамките на планираните за годината.

В представената ремонтна програма за 2005 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 398 хил. лв., от които 202,5 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 195,5 хил. лв. – в преноса.

Разходите за ремонт, включени в цени 2005 г., са в размер на 339 хил. лв. и са намалени с 55 хил. лв. спрямо отчетените за 2004 г., т.е. с 13,96 %. Това намаление е в резултат основно на намаление на разходите за ремонт в преноса –

с 22,36 % спрямо отчетените за предходната година. Разходите за ремонт в производството са 155 хил. лв., а в преноса – 184 хил. лв.

По отчетни данни към 31.08.2005 г. са изразходвани разходи за ремонт в размер на 112 хил. лв., което е 33,04 % от сумата за ремонти, включена в цени 2005 г., и 28,42 % от стойността в ремонтната програма за годината, като от тях:

- 27 хил. лв. са изразходвани в Цех “Топлопроизводство”, т.е. 17,42 % от сумата от 155 хил. лв., предвидена за годишните ремонтни разходи в производството (в Справка “Разходи”);

- 85 хил. лв. са изразходваните средства за ремонт в преноса, което е 46,20 % от сумата от 184 хил. лв., предвидена за годишните ремонтни разходи в преноса (в Справка “Разходи”).

Дружеството посочва, че поради промяна на приоритетите очакваното изпълнение на ремонтната програма не се очаква да надхвърли 50 % от предвидените по програмата 398 хил. лв., т.е. очакваната стойност на реализираните средства за ремонт е 199 хил.лв.

През 2004 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 672 хил. лв., в т.ч. 480 хил. лв. в производството, 109 хил. лв. в преноса и 73 хил. лв. – други. За същия период са усвоени 548 хил. лв. средства за инвестиции, като от тях 405 хил. лв. са в производството, 83 хил. лв. в преноса и 60 хил. лв. – други. Отчетените разходи са с 18,45 % по-малко от предвидените за същия период.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 370 хил. лв. в производството, 413 хил. лв. в топлопреносната мрежа и 73 – други, като общият размер на прогнозните разходи за инвестиции за годината е 783 хил. лв., т.е. с 234 хил. лв. повече спрямо отчетения за 2004 г. или увеличение с 42,88 %.

Стойността на усвоените средства за инвестиции за периода 01.01.2005 – 31.08.2005 г. е 157 хил. лв. или 20 % от планираните.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” данните за “Машини, съоръжения и оборудване” са приведени в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

В стойностно изражение намалението съответства на 13,961 хил. лв.

2. Разходната норма за производство на топлинна енергия е приведена в съответствие със стойността, утвърдена в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 81,2 хил. лв.

3. Технологичните разходи на топлинна енергия с топлоносител гореща вода по преноса са приведени в съответствие със стойностите, утвърдена в це-

ните през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 5 хил. лв.

4. Признатата мощност за пара и гореща вода в Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” е приведена в съответствие със сумата от мощностите на инсталираните съоръжения в производството.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител пара – 65,57 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 43,39 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12,89 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 13 661 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 12 463 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 8,81 %.

В цените не е включен ДДС.

С писма с вх. № Е-14-13-20/05.10.2005 г. и № Е-14-13-21/19.10.2005 г. “Топлофикация Бургас” ЕАД е представило възражение относно доклада за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика” и становище относно публикуван проект на решение на ДКЕВР за утвърждаване на цени в сектор “Топлоенергетика” и проведено обсъждане на същите.

Становището на дружеството е следното.

1. В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” посочената балансова стойност на “Машини, съоръжения и оборудване” е със 158 хил. лв. по-висока в сравнение с данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г., тъй като на този ред са включени и ДМА от сметка “Компютърна техника”. Тяхната балансова стойност в баланса е посочена на ред 5 “Други ДМА”, съвместно с ДМА от сметка “Стопански инвентар”.

2. Поради техническа грешка, допусната от дружеството при разработване на един от вариантите през 2004 г., разходната норма за производство на топлинна енергия е изчислена на база специфичен разход на условно гориво за производство на топлинна енергия - 126,92 кг_{у.г.}/МВтч, а не на отпусната топлинна енергия към потребителите 128,55 кг_{у.г.}/МВтч. В утвърдените от ДКЕВР пределни цени неточността е коригирана и като ценообразуващ елемент е включен специфичен разход, определен съгласно изискванията на чл. 19, т. Б от Указания за целите на ценообразуването на топлинната енергия, а именно 128,55 кг_{у.г.}/МВтч.

Постигане на изискваната от ДКЕВР разходна норма 126,92 кг_{у.г.}/МВтч на отпуснат МВтч е физически невъзможно за инсталираните в дружеството съоръже-

ния, т.е. к.п.д. на топлоизточника 98,3 %.

Дружеството представя данни от три предходни години, които отразяват реалното техническо състояние на топлоизточника, включеният в утвърдените цени специфичен разход на гориво за 2004 г. и са в абсолютно съответствие с т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

Параметър	Дименсия	2002	2003	2004
Специфичен разход на условно гориво на 1 МВтч произведена топлоенергия	кг _{у.г.} /МВтч	128,83	126,61	125,41
Специфичен разход на условно гориво на 1 МВтч отпусната топлоенергия	кг _{у.г.} /МВтч	131,09	128,55	127,47

“Топлофикация Бургас” ЕАД предлага като ценообразуващ елемент в цените за 2005 г. да се фиксира специфичният разход на условно гориво 128,83 кг/МВтч отпусната топлоенергия, с което ще бъде коректно изпълнена т. 4.2.1 от Основните насоки на ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия и ще се работи с реално постижими параметри в бъдеще.

3. Намаление с 2 % на технологичните загуби по преноса на топлинна енергия с топлоносител гореща вода е невъзможно без допълнително инвестиране на средства в преносната мрежа. От приложената по-долу таблица ясно се вижда, че загубите от излъчване в АС намаляват в резултат на взетите мерки поради по-ниската себестойност на инвестициите, докато загубите по преноса по мрежата запазват своята стойност.

При подаване на предложението за цени на топлинна енергия за 2004 г. дружеството е предложило общите топлинни загуби да бъдат 20,43 % от отпуснатата топлоенергия или 63 117 МВтч топлинна енергия. За 2004 г. е заложено загуби по преноса с 2 % по-ниски от планираните и като резултат ценообразуващият елемент загубва по преноса на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за 2004 г. и съответно за 2005 г. е фиксиран на 56 934 МВтч или 18,43 %.

Становището на дружеството е, че този показател е значително занижен и трябва да бъде коригиран за условията на “Топлофикация Бургас” ЕАД на база представени отчетни показатели за периода 2002 - 2004 г.

№	Параметър	Дименсия	2002	2003	2004
1	Топлинни загуби - общи	МВтч %	64 431 21,27	70 035 21,19	61 400 21,52
2	Топлинни загуби от пропуски	МВтч %	3 677 1,21	3 755 1,14	3 767 1,32
3	Топлинни загуби от излъчване общо, в т.ч.:	МВтч %	60 754 20,06	66 280 21,19	57 633 20,20
3.1	Топлинни загуби от излъчване по мрежа	МВтч	48 879	56 159	48 129
3.2	Топлинни загуби от излъчване в АС	МВтч	11 875	10 121	9 504
	Температура на подаваща мрежова вода	°C	73,49	75,84	75,18
	Температура на обратна мрежова вода	°C	43,43	43,59	43,74
	Среднопретеглена температура на околната среда	°C	15,41	15,71	15,53
3.3	Специфични топлинни загуби	МВт	6,395	6,767	6,052
3.4	Брой работни часове	ч	8 671	8 745	8 517

От представените данни се вижда, че технологичните загуби по преноса в предприятието са намалени от 64 431 МВтч през 2002 г. до 61 400 МВтч през 2004 г. като резултат от извършени мероприятия по оптимизирането им, а именно:

– подмяна на тръбопроводи с нови безканално положени предварително изолирани тръби;

– подмяна на стари топлообменници тип ВВП със съвременни пластинчати топлообменници: за БГВ - 374 бр., за ОВ - 379 бр.;

– поддържане на средногодишния показател за подпитване на топлопреносна мрежа по години в рамките 7 - 7,5 м³/ч при норматив 25 м³/ч за нашите условия:

- 2002 г. – 7,30 м³/ч;
- 2003 г. – 7,38 м³/ч;
- 2004 г. – 7,04 м³/ч.

4. Стриктно спазване на параметрите на количествено-качествено регулиране на топлоподаване съгласно външните метеорологични условия и потребностите на консуматорите.

Дружеството счита, че ограничаването на показателя общи топлинни загуби по преноса за “Топлофикация Бургас” ЕАД в обсъжданите цени за 2005 г. до 56 937 МВтч е необосновано и създава несъответствие между реалните условия на производството, плановите стойности и съответно финансовото обезпечение.

“Топлофикация Бургас” ЕАД предлага като ценообразуващ елемент в цените за 2005 г. да се заложи показателят технологични разходи по преноса на топлоенергия с топлоносител гореща вода, отчетен за 2004 год., или 61 400 МВтч топлинна

енергия, който съставя 95 % от отчетен показател за 2002 г. и 88 % за 2003 г.

Приложени са Справки от № 1 до № 6 за обосновка на техническите и икономическите прогнозни данни за предложените цени за 2005 г.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация Бургас” ЕАД възражения са направени следните корекции.

1. В Справка № 2 “Регулаторна база на активите” данните за “Машины, съоръжения и оборудване” са коригирани съгласно обосновката на дружеството.

В стойностно изражение корекцията съответства на 158 хил. лв.

2. По т. 2 от възраженията на дружеството разходната норма за производство на топлинна енергия е коригирана до стойност, равна на отчетената през 2004 г. съгласно изискванията на Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия (приети с Протоколно решение на ДКЕВР № 46 от 27.04.2005 г., т. 2).

3. Възраженията в т. 3 и т. 4 не се приемат, като мотивите за неприемането са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в мотивите.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан по-горе в мотивите. За “Топлофикация Бургас” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,78 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕВР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 67,33 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 47,64 лв./МВтч;

– цена за мощност – 12,89 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 14 672 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 12 621 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 4,78 %.

В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Разград” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи на “Топлофикация Разград” ЕАД са намалени от 672 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 593 хил. лв. за 2005 г., т.е. с 11,7 % по-ниски в сравнение с отчетените за предходната година.

Разходите за амортизации за 2005 г. са намалени с 61 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2004 г., което представлява намаление с 29,3 %.

Прогнозните разходи за ремонт са увеличени от 20 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 59 хил. лв. или с 39 хил. лв., т.е. със 195 %.

Разходите за заплати и възнаграждения за 2005 г. са намалени с 8,4 % в сравнение с отчетените за 2004 г., т.е. с 21 хил. лв.

С п р а в к а № 2 “Регулаторна база на активите”

Балансовата стойност на машини, съоръжения и оборудване към 31.12.2004 г. не съответства на данните от счетоводния баланс към същия период.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като разлика между краткотрайните (краткосрочни) активи и краткосрочните пасиви на база счетоводен баланс към 31.12.2004 г., като са изключени “Разходи за бъдещи периоди”.

Няма съответствие между стойността на активите, представени в таблици № 1 и № 2.

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на общо произведената топлинна енергия в сравнение с отчетната 2004 г. от 39 493 МВтч на 42 000 МВтч, т.е. с 6,35 %, като по-значително е увеличението на топлинната енергия с гореща вода от 34 447 МВтч на 37 663 МВтч (9,34 %), а топлинната енергия с водна пара е увеличена от 3 155 МВтч на 3 174 МВтч.

Прогнозната разходна норма в условно гориво за производство на топлинна енергия $B_t = 124,98$ кг/МВтч е по-ниска от отчетената за 2004 г.

Собствените нужди на централата от топлинна енергия с гореща вода за прогнозния период са намалени от 1 891 МВтч през 2004 г. на 1 163 МВтч през 2005 г.

Топлинната енергия за реализация с гореща вода се увеличава от 27 837 МВтч за 2004 г. на 29 846 МВтч за 2005 г., т.е. със 7,22 %, при увеличение на загубите по преноса от 6 610 МВтч на 7 817 МВтч, със съответните проценти от 19,19 % на 20,76 %.

Дружеството е коригирало за 2005 г. договорената мощност при потребителите с гореща вода съответно от 40,80 МВт на 40,367 МВт.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	129,33	130,23	124,98*
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	4,82 1 974	4,79 1 891	2,77 1 163
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	16,00 5 792*	19,19 6 610	20,76 7 817
Технологични разходи - пара	% МВтч	0 0	3,26 103	2,27 72

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са със 17,4 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
18	17,8	17,7	4	3,9	3,8	22	28	39,4

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно методиката за изчисление, описана подробно в Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, и се запазва в размера на утвърдената цена за мощност с Решение № Ц-018/13.10.2004 г.

С писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-16-6/12.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Отчетната стойност и амортизациите за “Машини, съоръжения и оборудване”, посочени в Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, да бъдат приведени в съответствие на балансовата стойност към 31.12.2004 г.

2. Да се отстрани несъответствието в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” между данните в таблици № 1 и № 2.

3. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на

привлечения капитал.

4. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност за 2005 г. и да бъде приложена към подаденото заявление на хартиен и магнитен носител.

5. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-16-6/26.08.2005 г. "Топлофикация Разград" ЕАД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

След представената от дружеството допълнителна информация са направени следните констатации.

1. С п р а в к а № 3 "Норма на възвръщаемостта на капитала"

Стойността на собствения капитал не е изчислена съгласно Указанията. Данъчните задължения са посочени в размер на 19,50 %.

2. **Ц е н а т а з а м о щ н о с т** в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно Указанията и не е приложена към подадената информация.

3. Р е м о н т н а п р о г р а м а

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 22 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 25 хил. лв., в т.ч. 20 хил. лв. в производството и 5 хил. лв. – в преноса. Отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 20 хил. лв., в т.ч. 12 хил. лв. в производството и 8 хил. лв. – в преноса. Прямо прогнозните, отчетените за 2004 г. ремонтни разходи са с 20 % по-ниски.

Ремонтната програма на дружеството за 2005 г. по предварителна стойност отговаря на включената в разходите сума за ремонт в размер на 59 хил. лв., от тях 39 хил. лв. са разходите в производството и 20 хил. лв. – в преноса. Прямо отчетените за предходния ценови период, прогнозните ремонтни разходи за 2005 г. са увеличени почти 3 пъти.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 89,83 % изпълнение на ремонтната програма.

4. И н в е с т и ц и о н н а п р о г р а м а

През 2004 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 130 хил. лв.,

а отчетените инвестиции са 128 хил. лв.

За 2005 г. са планирани разходи за инвестиции в размер на 215 хил. лв., от които 165 хил. лв. в производството и 50 хил. лв. – в преноса. Разходите за инвестиции за 2005 г. са завишени с 32,72 % в сравнение с отчетените за 2004 г.

Към 31.07.2005 г. дружеството отчита 79 хил. лв. усвоени средства за инвестиции, т.е. изпълнение на инвестициите 36,74 %. В производството са отчетени инвестиции в размер на 40 хил. лв. (24,24 %), а в преноса – 39 хил. лв. (78 %).

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемостта на капитала” е коригирана в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

2. Данъчните задължения са коригирани от 19,50 % на 15 % в съответствие със ЗКПО.

3. Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия с топлоносител гореща вода са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 105 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 53,05 лв./МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 45,16 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,24 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 2 061 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 2 767 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 9,06 %.

В цените не е включен ДДС.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан в мотивите. За “Топлофикация Разград” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,82 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Ука-

зания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕВР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 54,59 лв./ МВтч.

2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 47,67 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,24 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 2 146 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 2 767 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 4,82 %.

В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация ВТ” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация се констатира следното.

Периодът, за който дружеството е определило прогнозните данни в Справка № 1 “Разходи”, Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството”, Справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса” и Справка № 6 “Изчисляване на коефициенти за разпределяне на разходите” е 01.10.2005 – 30.09.2006 г., при отчетен период 01.01.2004 – 31.12.2004 г.

Условно-постоянните разходи за прогнозния период са 1 577 хил. лв., т.е. с 13,59 % по-ниски от отчетените през 2004 г.

При общото намаление на прогнозните условно-постоянни разходи, предвидените за амортизация средства са увеличени от 383 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 525 хил. лв. за периода 01.10.2005 – 30.09.2006 г., т.е. предвидено е увеличение с 37,08 %.

Прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не са в съответствие с указанията, дадени с писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-19/16.05.2005 г., и няма съответствие между стойността на активите, отнесени за топлинна енергия, и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2.

Данните в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не са посочени в съответствие с указанията, дадени с писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-00-19/16.05.2005 г.

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

– цена на природен газ – 272,75 лв./1000 м³ на основание Решение на ДКЕВР № Ц-008/27.04.2005 г. за утвърждаване цени на природен газ на “Раховецгаз 96” АД;

- цена на мазут – увеличена със 17,19 %;
 - цена на газьол – увеличена с 5,06 %.
- В цените не е включен ДДС.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. не е изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

За 2005 г. дружеството прогнозира намаление на произведената топлинна енергия с топлоносител гореща вода в сравнение с отчетната 2004 г. от 85 386 МВтч на 83 116 МВтч или с 2,66 %, при намаление на собствените нужди в производството от 3 944 МВтч на 2 358 МВтч или с 40,21 %.

Разходните норми в условно гориво за производство на топлинна енергия са намалени спрямо отчетените 154,34 кг/МВтч за 2004 г. на 141,99 кг/МВтч за 2005 г., но са високи, като се има предвид, че дружеството е преминало на гориво природен газ.

Топлинната енергия за реализация с гореща вода се увеличава от 60 136 МВтч на 62 080 МВтч за 2005 г., т.е. с 3,23 %.

В прогнозните данни е заложено намаление на технологичните разходи по преноса с гореща вода от отчетените 21 305 МВтч през 2004 г. на 18 678 МВтч през 2005 г., но остават по-високи от приетите загуби по преноса през 2004 г. – 15 527 МВтч.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	154,00	154,34	141,99*
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	4,35 3 652	4,62 3 944	2,84 2 358
Технологични разходи	% МВтч	19,35 15 527*	26,16 21 305	23,13 18 678

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 68,8 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			тах. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
27,5	27,7	29,7				29,7	103	98,5

С писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-05-12/12.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за амортизации в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Да се коригират отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо № Е-00-19/16.05.2005 г.

3. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

4. Обосновка на прогнозната разходна норма на условно гориво за производство на топлинна енергия.

5. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. да бъде изчислена съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при актуализирана договорена мощност за 2005 г. и да бъде приложена към подаденото заявление на хартиен и магнитен носител.

6. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-05-12/31.08.2005 г. от “Топлофикация ВТ” ЕАД са получени изискваните допълнителни и коригирани данни.

Становището на дружеството относно отправените забележки е следното.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за амортизации в сравнение с отчетените през 2004 г.

Завишението на прогнозните разходи за амортизации в сравнение с отчет-

тените за 2004 г. се дължи на предстоящото въвеждане на нови ДМА – машини и съоръжения на стойност 1 128 хил. лв., свързани с промяна на горивната база на ОЦ В.Търново – преминаване на гориво за производство природен газ и изграждане на нов топлопровод. Предвидени са с 14 хил. лв. по-малко амортизации на ДМА, които предстоят да се изхабят до м. септември 2006 г.

Дружеството е представило таблица за ДМА, които ще бъдат въведени от м. октомври 2005 г.

Наименование	Дата на въвеждане	Амортизируема стойност, лв.	Годишна амортизационна норма, %	Амортизации за година, лв.
1. Горелки ВК-50 №2 - 4 бр.	01.10.05	293 271	20	58 654
2. Горелки ЕКМ и Берч – 3 бр.	01.10.05	141 740	20	28 348
3. Разширение на ИУС	01.10.05	50 821	30	15 246
4. Инженеринг	01.10.05	47 883	4	1 915
5. КИП	01.10.05	92 250	30	27 675
6. ГРП и газопровод	01.10.05	220 819	4	8 833
7. Утилизатор	07.2005	30 795	20	6 159
8. Тръбопровод	01.10.05	250 000	4	10 000
Общо		1 127 579		156 830

2. Дружеството е представило Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала”, коригирани съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо № Е-00-19/16.05.2005 г.

3. Представена е Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал, като лихвените проценти на инвестиционните кредити са съгласно погасителни планове към договорите, а за кредита от Булбанк АД - В.Търново, лихвеният процент съгласно договора е 5 % плюс ОЛП.

Вид кредит	Главница към 31.12.04, лв.	Годишен лихвен процент	Дължима годишна лихва, лв.
1	2	3	4
Инвестиционен кредит за топломери от 1998 г. – “Техенерго”	14 924	4,30	642

1	2	3	5
Инвестиционен кредит за регулатори – договор с МЕЕР – 2002 г.	238 357	5,12	12 203
Револвиращ банков кредит за горива от Булбанк АД, В.Търново	240 000	7,00	16 800
Общо	493 281		29 645

4. Обосновка на прогнозната разходна норма на условно гориво за производство топлинна енергия - изчисляването на разходната норма е направено по методиката, разработена в “Технико-икономически показатели на ТЕЦ”, издателство “Техника”, 1983.

В “Топлофикация ВТ” АД са монтирани 7 броя котли с малка и средна мощност, в т.ч.:

- 2 броя водогрейни котли ВК-50 с обща мощност 116 МВт, от които преустроен за изгаряне на природен газ е само ВК-50 № 2, а ВК-50 № 1 е спрян от експлоатация поради намаление на товара;

- 2 броя парни котли КМ-12 с обща мощност 15 МВт, които не са преустроени за изгаряне на природен газ;

- 1 брой ВК “Берч” с мощност 18 МВт, преустроен за изгаряне на природен газ;

- 1 брой парен котел ЕКМ-12 с мощност 7,5 МВт, преустроен за изгаряне на природен газ;

- 1 брой парен котел ПКМ-4 в РОЦ Административен център не е преустроен за изгаряне на природен газ.

Произведената топлинна енергия е основно за отопление и битово горещо водоснабдяване. През летния неотоплителен период се произвежда топлинна енергия за БГВ на част от абонатите, което определя ниска натовареност на съоръженията. През летния период производството е с парен котел и бойлерна уредба.

5. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена съгласно Указанията при актуализирана договорена мощност за 2005 г. и е приложена към подаденото заявление на хартиен и магнитен носител.

6. Дружеството е представило инвестиционна програма за 2005 г., определена по вид дейност, начин на финансиране, стойност, период на изпълнение и срок на откупуване. Определен е и икономическият ефект.

Представена е ремонтна програма за 2006 г., определена по вид дейност, вид ремонт (основен и текущ), стойност, период на изпълнение и начин на финансиране.

След направените обосновки и корекции на технически неточности на елементите на необходимите приходи от страна на “Топлофикация ВТ” ЕАД са направени следните констатации.

1. Прогнозните условно-постоянни разходи са увеличени в сравнение с първоначалното предложение на дружеството със 101 хил. лв., от 1 577 хил. лв. на 1 678 хил. лв., т.е. с 6,40 %.

2. Прогнозните разходи за ремонт са завишени с 40 хил. лв. в сравнение с първоначалното предложение на дружеството или с 15,87 %.

3. Прогнозните разходи за заплати и възнаграждения и за социални осигуровки са по-високи съответно с 44 хил. лв. и с 14 хил. лв. в сравнение с първоначалното предложението на дружеството.

4. Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена при предварително начисляване 0,07 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект.

5. В представената Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” разходната норма за топлинна енергия е коригирана от дружеството в размер на 137,89 кг_{у.г.}/МВтч.

6. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 113 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 140 хил. лв. Отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 349 хил. лв., т.е. отчетено е увеличение със 149,29 %.

Разходите за ремонт в условно-постоянните разходи в Справка № 1 “Разходи” за период 01.10.2005 - 30.09.2006 г. са в размер 292 хил. лв., от които 171 хил. лв. са разходите за ремонт в производството и 121 хил. лв. – в преноса. Прогнозните разходи за ремонт за посочения период са занижени с 16,33 % спрямо отчетените за 2004 г.

7. Инвестиционна програма

С писмо с вх. № Е-14-05-8/20.04.2005 г. “Топлофикация ВТ” ЕАД е представило отчет за изпълнение на инвестиционната програма на дружеството за 2004 г., съгласно която са усвоени средства за инвестиции на стойност 725 хил. лв. Отчетените за 2004 г. инвестиции са със 75 хил. лв. по-малко от планираните, т.е. отчетено е намаление с 6,22 %.

Дружеството е представило инвестиционна програма за 2005 г. на стойност 1 210 хил. лв., от които планираните в производството инвестиции са 930 хил. лв., а в преноса – 280 хил. лв. Предвидените в инвестиционната програма за 2005 г. разходи са увеличени почти два пъти в сравнение с отчетените за предходната година.

Дружеството не е представило отчет за усвоените към момента разходи за инвестиции.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

Прогнозните разходи за ремонт, заплати и възнаграждения и социални осигуровки са коригирани до размера на първоначално предложените от дружеството. “Топлофикация ВТ” ЕАД не е обосновало необходимостта от извършеното последващо завишение на разходите.

Прогнозните разходи за амортизации са коригирани с 68 хил. лв., като е увеличен срокът на експлоатация на съоръженията по позиции 1, 2, 3, 5 и 7 от представената от дружеството справка:

- 4 бр. горелки ВК-50 № 2 – от 5 на 10 г.;
- 3 бр. горелки ЕКМ и Берч – от 5 на 10 г.;
- разширение на ИУС – от 3 на 6 г.;
- КИП – от 3 на 6 г.;
- утилизатор – от 5 на 10 г.

Технологичните разходи по преноса са приведени в съответствие със стойностите, заложи в утвърдените в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението е в размер на 206 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода:

- цена за енергия – 65,37 лв./МВтч;
- цена за мощност – 13,69 лв./кВт/год.

2. Необходими годишни приходи – 5 086 хил. лв.

3. Регулаторна база на активите – 3 589 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост – 9,04 %.

В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-05-23/05.10.2005 г. “Топлофикация ВТ” АД е внесло следните възражения.

1. Намаляване на технологичните разходи по преноса в натурално изражение.

Дружеството посочва, че в доклада за цени 2004 г. са утвърдени технологични разходи по преноса с гореща вода в размер на 15 527 МВтч в натурално изражение. Това количество не отговаря на 19,35 % от заложените прогнозни данни за производство и реализация, а на 20,01 %. Намаляването на размера на технологичните загуби по преноса под 15 527 МВтч е невъзможно да се постигне с технически средства и не отговаря на специфичните топлинни загуби в съществуващата топлопреносна мрежа.

2. Използваните в разчетите цени на горива.

В окончателното преизчисляване на цената за енергия би следвало да бъде

заложена цена на природния газ 319,66 лв./1000 нм³, без включен ДДС, на основание Решение на ДКЕВР № Ц-019/29.09.2005 г. за утвърждаване цени на природен газ на “Раховецгаз 96” АД.

3. Намаляване на прогнозните разходи за амортизации с 68 хил. лв.

Разходите за амортизации са изчислени съобразно амортизационната политика на дружеството, Закона за счетоводството и данъчно признатия размер на амортизациите по категории активи, като е приложен линейният метод. Поради това дружеството счита за неоснователно намаляването на прогнозните разходи за амортизации.

4. Намаляване на прогнозните разходи за заплати с 44 хил. лв. и социални осигуровки с 14 хил. лв.

Според дружеството прогнозните разходи за заплати и осигуровки са завишени спрямо първоначално предложените поради наложилото се запазване работата на РОЦ “Административен център” и през 2006 г.

5. Намаляване на прогнозните разходи за ремонт с 40 хил. лв.

Дружеството посочва, че прогнозните разходи за ремонт са съобразени със запазване работата на РОЦ “Административен център” през 2006 г. и отпадане газифицирането на този обект. Поради това счита за необосновано намаляването на тези разходи с 40 хил. лв.

Дружеството предлага да бъде утвърдена цена за енергия в размер на 75,68 лв./МВтч без включен ДДС и запазване на предложената цена за мощност в размер на 13,69 лв./кВт/год. без включен ДДС.

С писмо с вх. № к. Е-14-05-23/12.10.2005 г. “Топлофикация ВТ” АД е внесло писмо, с което дружеството приема посочените в проекта на решение необходими годишни приходи в размер на 5 325 хил. лв. и норма на възвръщаемост в размер на 4,85 %, но възразява срещу определената в проекта на решение цена за енергия 72,63 лв./МВтч. Според дружеството при цена за мощност 9,78 лв./кВт/год. и 5-месечно начисляване на тази цена за битови абонати, по методиката на ДКЕВР цената за енергия се изчислява на 75,74 лв./МВтч без включен ДДС.

Дружеството предлага да бъде утвърдена цена за енергия в размер на 75,68 лв./МВтч (без включен ДДС) при запазване на предложената цена за мощност в размер на 9,78 лв./кВт/год. (без включен ДДС).

Във връзка с горните твърдения дружеството е представило Справки от № 1 до № 6 с актуализирани технико-икономически показатели.

След анализа на постъпилите от “Топлофикация ВТ” АД възражения са направени следните корекции.

1. В съответствие с Решение на ДКЕВР № Ц-019/29.09.2005 г. за утвърждаване пределни цени на природния газ цената на природния газ в Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството” е коригирана от работната група на

319,66 лв./1000 нм³ (без включен ДДС).

2. По отношение на възраженията на “Топлофикация ВТ” ЕАД не са налице основания за удовлетворяване на исканията, като мотивите за неприемането са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани по-горе в мотивите и мотивите от Доклад за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”, приет с Протоколно решение на ДКЕВР № 129/27.09.2005 г.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан в мотивите. За “Топлофикация ВТ” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 3,80 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 3 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕВР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 72,06 лв./МВтч;

– цена за мощност – 9,78 лв./кВт/год.

2. Необходими годишни приходи – 5 287 хил. лв.

3. Регулаторна база на активите – 3 589 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост – 3,80 %.

В цените не е включен ДДС.

“Топлофикация Ямбол” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Топлофикация Ямбол” ЕАД са в размер на 167 хил. лв., т.е. с 21,90 % по-високи от отчетените през 2004 г., което в абсолютна стойност представлява увеличение с 30 хил. лв.

Прогнозните разходи за амортизация са увеличени от 16 хил. лв., отчетени за 2004 г. на 23 хил. лв., т.е. със 7 хил. лв. или с 43,75 %.

Дружеството предвижда разходи за заплати и възнаграждения в размер на 60 хил. лв., при отчетени за 2004 г. 50 хил. лв., т.е. с 10 хил. лв. по-високи в сравнение с отчетния период или с 20 %.

В променливите разходи прогнозните разходи за енергия са увеличени

от 24 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 32 хил. лв. за 2005 г., което представлява увеличение с 33,33 % в сравнение с отчетените в предходната година.

Отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не са изготвени съгласно Указанията и необходимият оборотен капитал не е обоснован.

Цената за мощност в дименсия лв./кВт/год. е изчислена съгласно методиката за изчисление, описана подробно в Указанията, и е изчислена при предварително начисляване 0,05 лв./м³/мес. върху пълния отопляем обем по проект

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на общо произведената топлинна енергия в сравнение с отчетната 2004 г. от 3 309 МВтч на 6 800 МВтч, т.е. със 105,5 %, като увеличението на топлинната енергия с гореща вода е от 2 875 МВтч на 5 800 МВтч (101,74 %), а топлинната енергия с водна пара нараства от 434 МВтч на 1 000 МВтч.

Прогнозната разходна норма в условно гориво за производство на топлинна енергия $B_T = 185,82$ кг/МВтч е по-ниска от отчетената за 2004 г., но е завишена значително спрямо прогнозата за 2004 г.

Собствените нужди на централата от топлинна енергия с гореща вода за прогнозния период са увеличени от 29 МВтч през 2004 г. на 100 МВтч през 2005 г.

Топлинната енергия за реализация с гореща вода се увеличава значително от 2 673 МВтч за 2004 г. на 5 375 МВтч за 2005 г., при намаление на загубите по преноса от 6,08 % на 5,70 %, като количествено нарастват от 173 МВтч на 325 МВтч.

Дружеството е увеличило за 2005 г. договорената мощност при потребителите с гореща вода съответно от 3,77 МВт на 7,95 МВт и отопляемия обем – от 51 100 м³ на 136 376 м³.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	167,63*	188,72	185,82
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	0,39 30	0,88 29	1,47 100
Технологични разходи	% МВтч	3,54 226	6,08 173*	5,70 325

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 4,8 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление.

ние на топлинна енергия през последните три години.

**Мощности при максимални стойности
на потребление на топлинна енергия**

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			тах. ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
	0,8	1		1,7	1,7	2,7	11,2	7,5

Цените за присъединяване са изчислени съгласно Указанията на ДКЕВР.

С писмо с изх. № Е-14-14-6/22.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръки за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за амортизации, заплати и възнаграждения и енергия в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Да се коригират отчетните и прогнозни данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-19/16.05.2005 г., а в останалите справки да бъде посочен прогнозният ценови период.

3. Необходимият оборотен капитал да бъде обоснован съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

4. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

5. Обосновка на високата прогнозна разходна норма на условно гориво за производство на топлинна енергия.

6. Инвестиционна и ремонтна програма на дружеството за прогнозния период, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода. Разходите в двете програми да бъдат обосновани и представени по видове дейности (производство и пренос).

С писмо с вх. № к. Е-14-14-6/02.09.2005 г. “Топлофикация Ямбол” ЕАД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството по отправените забележки е следното.

1. Прогнозните разходи за амортизация през 2005 г. са завишени спрямо 2004 г. по отчет с 9 хил. лв. в резултат от влезлия в експлоатация топлопровод

през м. април 2005 г. на стойност 390 хил. лв. при месечна амортизационна квота 1 000 лв. Разходите за амортизация за пренос за 2005 г. стават 10 хил. лв., за производство остават непроменени спрямо 2004 г. Общо разходите за амортизация за 2005 г. са в размер на 24 хил. лв.

2. Прогнозните разходи за възнаграждения и осигуровки през 2005 г. са завишени спрямо отчетените през 2004 г. с 10 хил. лв. Очакваното производство за 2005 г. е 5 700 МВтч. Спрямо отчетените през 2004 г. от 2 846 МВтч завишението е 2 пъти. Средносписъчният брой работещи ще бъде завишен с три бройки с оглед изпълнението на производствената и инвестиционната програма, а разходите за заплати съответно с 10 хил. лв. Увеличението важи и за разходите за осигуровки. Прогнозираните разходи за възнаграждения и осигуровки са разпределени съответно по 40 хил. лв. и 12 хил. лв. за производството и по 20 хил. лв. и 6 хил. лв. – за преноса, което е реалното съотношение между персонала, зает в производството, и този при преноса.

3. Завишените с 6 хил. лв. разходи за електрическа енергия са резултат от завишеното производство и изпълнението на инвестиционната програма за 2005 г.

4. Необходимият оборотен капитал е определен на база среден размер на материални запаси и парични средства – 318 хил. лв. в края на 2003 г. и 263 хил. лв. в края на 2004 г.

5. Дружеството е представило справка за балансовата стойност на дълготрайните активи, които не са включени в РБА.

6. Представена е справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал за “Топлофикация Ямбол” ЕАД.

След представените от дружеството обосновки и корекции са направени следните констатации.

1. Условно-постоянните разходи са увеличени от 167 хил. лв. по първоначално предложение на 171 хил. лв., т.е. с 4 хил. лв., като разходите за амортизации са увеличени с 2 хил. лв. и разходите за заплати и възнаграждения от 16 хил. лв. на 18 хил. лв., т.е. с 2 хил. лв., като дружеството не е обосновоало необходимостта от увеличението.

2. Няма съответствие между данните за активите за топлинна енергия и общите активи, представени в таблици № 1 и № 2 на Справка № 2 “Регулаторна база на активите”, и в стойността на ДМА, участващи в регулирането, не е включена стойността на земята.

3. Данъчните задължения са в размер на 20,6 %.

4. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетело разходи за ремонт на стойност 2 000 лв.

Сумата на отчетените разходи за ремонт за 2004 г. в размер на 2 000 лв. отговаря на разходите за ремонт, утвърдени в цените за 2004 г.

Прогнозните ремонтни разходи за 2005 г. са в размер на 3 000 лв., от които 2 000 лв. в производството и 1000 хил. лв. – в преноса.

Към м. август 2005 г. за ремонт по преноса са изразходвани 600 лв. и това е 20 % изпълнение на ремонтната програма.

5. Инвестиционна програма

През 2004 г. “Топлофикация Ямбол” ЕАД е усвоило разходи за инвестиции в размер на 216 хил. лв. Съгласно представена инвестиционна програма за 2005 г. “Топлофикация Ямбол” ЕАД планира инвестиции в размер на 345 хил. лв., като цялата сума се отнася в преноса. Предвидената за 2005 г. сума е завишена спрямо отчетената за инвестиции за 2004 г. с 59,72 %.

Дружеството не е представило отчет за изпълнение на инвестиционната програма за 2005 г.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за амортизации и заплати са коригирани с по 2 хил. лв. и са приведени към първоначалната стойност от внесеното заявление за цени.

2. Размерът на данъчните задължения е коригиран от 20,6 % на 15 %.

3. Разходната норма за производство на топлинна енергия е приведена в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 24,36 хил. лв.

4. Технологичните разходи на топлинна енергия с топлоносител гореща вода по преноса са приведени в съответствие със стойностите, отчетени през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.1.2 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 8,6 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 79,87 лв./МВтч.

2. Цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 59,35 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,21 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 494 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 458 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 8,90 %.

6. Цени за присъединяване:

Вид топлоносител	Цени без ДДС, лв.						
	100 кВт	300 кВт	600 кВт	1000 кВт	1500 кВт	2000 кВт	>2000 кВт
Гореща вода	378	421	488	573	683	792	902
Водна пара	371	421	495	594	718	842	966

Извършена е допълнителна корекция на общия размер на УПР в размер на 40 хил. лв. в съответствие с приложения общ подход.

Извършена е корекция на възвръщаемостта в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан в мотивите. За “Топлофикация Ямбол” ЕАД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 5,89 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 4 %.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлината и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 73,20 лв./ МВтч.

2. Цена на топлината енергия с топлоносител гореща вода:

– цена за енергия – 58,80 лв./МВтч;

– цена за мощност – 11,21 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 484 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 458 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 5,89 %.

В цените не е включен ДДС.

АЕЦ “Козлодуй” ЕАД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на известно количество електрическа енергия вследствие отделянето от нерегулируемите пароотбори на турбините количество топлинна енергия за нуждите на топлофикацията. Това се извършва чрез коефициент в дименсия МВтч/Гкал, отчетен от номограмни характеристики на бл. № 5 и бл. № 6 на завода-производител. Чрез намиране на

отношението на недопроизведената електроенергия и общо произведената се намира друг коефициент, чрез който се разделят направените разходи в електропроизводство № 2 (ЕП2). Така към отделените разходи от ЕП2 се прибавят и разходите по преноса на горещата вода, направени в отоплителната централа и топлофикационната мрежа на града.

В Справка № 3 предложението на дружеството е нормата на възвръщаемост на собствения капитал да е 2 % вместо 8 %.

В Справка № 3 не е посочена нормата на възвръщаемост на привлечения капитал.

В Справка № 3 данъчната ставка е посочена в размер на 19,5 % вместо 15 %.

Допусната е техническа грешка при изчислението на възвръщаемостта на дружеството за топлинна енергия, като са използвани само ДМА за топлинна енергия към 31.12. 2003 г.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

– коригирана е стойността на среднопретеглената норма на привлечения капитал на дружеството в размер на 2,54 %;

– коригирана е стойността на данъчната ставка за 2005 г. на 15 % съгласно ЗКПО;

– коригирана е техническата грешка при изчислението на възвръщаемостта на дружеството за топлинна енергия, като е използвана цялата РБА за топлинна енергия към 31.12.2004 г.

При така направените корекции са преизчислени цената и елементите на необходимите приходи, при запазване на предложената стойност от 2 % за норма на възвръщаемост на собствения капитал.

1. Еднокомпонентна цена за гореща вода – 24,30 лв./МВтч.

2. Необходими годишни приходи – 2 213 хил. лв.

3. Регулаторна база на активите – 4 127 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост – 2,41 %.

В цената не е включен ДДС.

“Брикел” ЕАД

При прегледа на представената информация са направени следните констатации.

1. За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на произведената топлинна енергия в сравнение с отчетната 2004 г. от 1 159 046 МВтч на 1 239 340 МВтч, т.е. с 6,93 %.

Прогнозните количества произведена електрическа енергия се увеличават от 1 134 097 МВтч през 2004 г. на 1 188 000 МВтч за 2005 г., т.е. с 4,75 %. Количеството на принудената електрическа енергия се увеличава от 119 061 МВтч на 142 500 МВтч, комбинираната електрическа енергия намалява от 809 959 МВтч на 807 500 МВтч за 2005 г.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството е увеличен от 18,08 % през 2004 г. на 20,03 % за 2005 г.

Разходните норми в условно гориво за производство на електрическа енергия намаляват от $B_{\text{ел}} = 458,10$ г/кВтч на $B_{\text{ел}} = 454,59$ г/кВтч и се увеличават за производство на топлинна енергия от $B_{\text{т}} = 155,26$ кг/МВтч на $B_{\text{т}} = 160,93$ кг/МВтч.

Прогнозираната за реализация топлинна енергия с гореща вода общо за всички потребители се увеличава спрямо 2004 г. от 9 949 МВтч на 11 808 МВтч.

В прогнозните данни е заложено намаление на технологичните разходи по преноса с топлоносител водна пара и прогнозно увеличение на същите с топлоносител гореща вода, както следва:

- с водна пара от 9,19 % през 2004 г. на 8,98 % през 2005 г.;
- с гореща вода от 8,98 % през 2004 г. на 9,00 %.

Специфичните разходни норми в производството, собствените нужди и технологичните разходи по преноса са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	521,42	458,10	454,59*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	177,97	155,26*	160,93
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	19,87 223 313	18,08 205 077	20,03 238 000
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	98,99 1 513 921	98,99 1 147 311	98,87 1 225 384
Технологични разходи - пара	% МВтч	9,09 98	9,19 74	8,98 88
Технологични разходи - гореща вода	% МВтч	9,73 1 398	8,98 981	9,00 1 168

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

2. Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 15,23 МВт по-високи от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

**Мощности при максимални стойности
на потребление на топлинна енергия**

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. TE	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
8,23	6,53	5,19	2,06	1,03	0,37	10,29	21,283	25,52

3. Прогнозните изчисления са извършени с прогнозни цени на горивата:
– цена на въглища – увеличение с 3,84 % в сравнение с отчетената за 2004 г.;

– цена на мазут – увеличение с 1,29 % в сравнение с отчетената за 2004 г.

4. Ремонтна програма

За 2003 г. “Брикел” ЕАД е отчетло разходи за ремонт на стойност 3 028 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 2 744 хил. лв.

Отчетените ремонтни разходи са 10 037 хил. лв., т.е. дружеството е извършило ремонтни разходи почти 4 пъти повече от планираните за 2004 г.

Включената в разходите сума за ремонт за 2005 г. е 6 326 хил. лв., което е намаление с 3 711 хил. лв. (-36,97 %) в сравнение с отчета за 2004 г.

5. Инвестиционна програма

През 2003 г. “Брикел” ЕАД е усвоило средства за инвестиции в размер на 1 693 хил. лв.

За 2004 г. са отчетени разходи за инвестиции на стойност 2 027 хил. лв. при планирани за периода 3 010 хил. лв., т.е. усвоените средства са с 983 хил. лв. по-малко от планираните в инвестиционната програма, което е намаление с 32,66 %.

6. Данните в представената от дружеството Справка за капиталовата структура и данъчните задължения не са в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

7. Размерът на данъчните задължения не е посочен в справката.

При така направените констатации са извършени следните корекции.

1. Данните в представената от дружеството Справка за капиталовата структура и данъчните задължения са коригирани в съответствие с данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

2. Размерът на данъчните задължения е коригиран на 15 %.

3. Цената на топлинната енергия е изчислена при преференциална цена на електрическата енергия от 79,44 лв./МВтч.

След направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на комбинираната електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 37,09 лв./МВтч.

3. Необходими годишни приходи – 66 227 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 21 839 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 8,24 %.

В цените не е включен ДДС.

“Свилоза” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация са направени следните констатации.

1. Условно-постоянните разходи на ТЕЦ “Свилоза” АД за 2005 г. са в размер на 5 710 хил. лв., т.е. със 7,51 % по-високи от отчетените през 2004 г., което в абсолютна стойност представлява увеличение с 399 хил. лв.

2. Прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не са посочени съгласно указанията, дадени от ДКЕВР с писмо с изх. № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

3. Необходимият оборотен капитал е изчислен на база извършено проучване на средствата за поддържане на среден размер материални запаси и парични средства, необходими за нормално функциониране на ТЕЦ “Свилоза” АД, като конкретните стойности са посочени в представена от дружеството справка.

4. За стойността на среднопретеглената норма на възвръщаемост има представена справка.

5. За 2005 г. ТЕЦ към “Свилоза” АД прогнозира намаление на произведената топлинна енергия в сравнение с отчетената 2004 г. от 476 103 МВтч на 417 302 МВтч, т.е. с 12,35 %, при намаление на собствените нужди в производството с 8 706 МВтч, т.е. с 6,33 %.

Произведената електрическа енергия се увеличава от 369 986 МВтч през отчетната 2004 г. на 427 000 МВтч за 2005 г., т.е. с 15,41 %. Количеството на произведената по комбиниран начин електрическа енергия е увеличено от 111 698 МВтч през 2004 г. на 116 500 МВтч, т.е. с 4,3 % (независимо от намаленото производство на топлинна енергия), а количеството на принудената електрическа енергия е увеличено от 68 082 МВтч на 99 500 МВтч, т.е. с 31,42 %.

Количеството на произведената по комбиниран начин електрическа енергия за “Свилоза” АД е увеличено от 136 287 МВтч през 2004 г. на 148 507 МВтч, т.е. с 8,97 %, при продажна цена 54,15 лв./МВтч.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството

е увеличен от 53 919 МВтч през отчетната 2004 г. на 62 493 МВтч за 2005 г., т.е. с 15,9 %.

Разходните норми в условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия в производството са увеличени съответно:

– за 2004 г. $B_{\text{ел}} = 410,54$ г/кВтч и $B_{\text{т}} = 140,67$ кг/МВтч;

– за 2005 г. $B_{\text{ел}} = 434,46$ г/кВтч и $B_{\text{т}} = 141,65$ кг/МВтч.

Специфичните разходни норми в производството и собствените нужди са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	451,48	410,54*	434,46
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	155,81	140,67*	141,65
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	15,13 64 722	14,57 53 919	14,64 62 493
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	27,81 142 096	28,89 137 550	30,88 128 844

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

6. Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 37 МВт по-ниски от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max.ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
56	52	50	65	64	66	122	85	85

7. Разходи за горива

7.1. Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

– цена на мазут – с 21,72 % по-висока в сравнение с отчетната за 2004 г.;

– цена на въглища – с 20,38 % по-висока в сравнение с отчетната за 2004 г.; дружеството е определило прогнозната цена на въглищата на база сключо-

чен договор за доставка на въглища.

7.2. Динамика на количествата горива:

– количество мазут – 942 тона, при 470 тона за 2004 г., т.е. двойно увеличение в сравнение с отчетеното за 2004 г.;

– количество въглища – 276 416 тона, при 254549 тона за 2004 г., т.е. увеличение с 21 867 тона или с 8,59 % повече в сравнение с отчетеното за 2004 г.

8. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 950 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 2 200 хил. лв., а отчетените за същия период ремонтни разходи са със стойност 1 302 хил. лв., т.е. отчетено е изпълнение с 40,82 % по-малко в сравнение с планираните средства.

Включените от дружеството разходи за ремонт в цените за 2005 г. са в размер на 1 500 хил. лв. и са с завишени с 15 % спрямо отчетените за 2004 г.

Дружеството не е представило ремонтна програма за 2005 г., както и отчет за изпълнението ѝ.

9. Инвестиционна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за инвестиции в размер на 636 хил. лв.

При планирани 923 хил. лв. разходи за инвестиции за 2004 г. дружеството е усвоило 560 хил. лв., т.е. изпълнението е с 39,33 % по-малко от планираното по инвестиционната програма за периода.

Дружеството не е представило инвестиционна програма за 2005 г., както и отчет за изпълнението ѝ.

Поради късната дата на подаване на заявлението от “ТЕЦ Свилоза” АД от дружеството не е изисквана допълнителна информация.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Данните в справка в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” са коригирани съгласно данните от счетоводния баланс към 31.12.2004 г. в съответствие с Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и в съответствие с указанията, дадени от ДКЕВР с писмо с изх. Е-14-00-17/16.05.2005 г.

2. Коригирано е количеството мазут с 472 тона, като е приведено към отчетеното за 2004 г.

В стойностно изражение намалението съответства на 238,46 хил. лв.

3. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, отчетени през 2004 г. съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово

регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 1 078,8 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч (комбинираната електрическа енергия за “Свилоза” АД е при продажна цена 54,15 лв./МВтч).

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 27,87 лв./МВтч.

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 30,01 лв./МВтч.

3. Необходими годишни приходи – 30 622 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 7 894 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 9,23 %.

В цените не е включен ДДС.

“Девен” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация за периода 01.04.2004 - 31.03.2005 г. е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи на “Девен” АД за прогнозния период са в размер на 18 109 хил. лв., т.е. с 23,21 % по-високи от отчетените през 2004 г., което в абсолютна стойност представлява увеличение с 3 411 хил. лв.

Прогнозните разходи за материали за текущо поддържане са увеличени на 220 хил. лв., при отчетени 190 хил. лв. за 2004 г., т.е. с 30 хил. лв. по-високи в сравнение с предходната година или с 15,79 %.

Дружеството предвижда разходи за ремонт в размер на 4 534 хил. лв., при отчетени 4 122 хил. лв. за 2004 г., т.е. с 412 хил. лв. по-високи в сравнение с предходната година или с 10 %.

Прогнозните разходи за амортизации са увеличени с 2 631 хил. лв. в сравнение с отчетените 2004 г., което представлява увеличение със 79,68 %.

Разходите за заплати и възнаграждения за прогнозния период са увеличени на 3 605 хил. лв., при отчетени за 2004 г. 3 433 хил. лв., т.е. с 5 %.

Разходите за външни услуги за 2005 г. са увеличени в сравнение с отчетените за 2004 г. както в рамките на условно-постоянните разходи, така и в променливите разходи съответно с 5,55 % и 15,03 %.

Данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не съответстват на данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Данните в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не са посочени съгласно Указанията и писмо на ДКЕВР с изх. Е-14-00-17/16.05.2005 г.

За 2005 г. дружеството прогнозира увеличение на брутното производство на електрическа енергия от 416 086 МВтч през 2004 г. на 455 000 МВтч, т.е. с 9,35 %. Количеството на произведената по комбиниран начин електрическа енергия е увеличено от 302 569 МВтч на 333 000 МВтч, като не се предвижда производство на принудена електрическа енергия.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството е намален от 27,28 % през 2004 г. на 26,81 % за 2005 г.

Прогнозните количества топлинна енергия се увеличават от 3 406 680 МВтч през отчетната 2004 г. на 3 523 509 МВтч за 2005 г., т.е. с 3,43 % при намаление на собствените нужди в производството от 5,51 % на 5,00 %.

Разходните норми в условно гориво за производство на електрическа енергия намаляват от $B_{\text{ел}} = 182,30$ г/кВтч на $B_{\text{ел}} = 180,75$ г/кВтч и се увеличават за производство на топлинна енергия от $B_{\text{т}} = 145,38$ кг/МВтч на $B_{\text{т}} = 155,17$ кг/МВтч.

Специфичните разходни норми в производството и собствените нужди са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	283,90	182,30	178.92*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	148,70	145,38	146.07*
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	28,14 114 750	27,28 113 517	26,81 122 000
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	7,27 223 302	5,51 187 774	5,00 176 000

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 29 МВт по-ниски от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max. TE	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
			442	438	400	442	400	413

Дружеството не е представило информация за приходи от кондензат. (От справки – Заявки за количествата топлинна енергия за 2005 г., следва, че “Литекс шугър” ЕООД и “Полимери” АД не връщат кондензат.)

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

- цена на природния газ – 231,58 лв./1000 нм³, при 231,74 лв./ 1000 нм³ за 2004 г., т.е. с 0,07 % по-ниска в сравнение с отчетната за 2004 г.;
- цена на мазут – с 1,64 % по-ниска в сравнение с отчетната за 2004 г.;
- цена на въглища – с 39,31 % по-висока в сравнение с отчетната за 2004 г.

Дружеството е определило прогнозната цена на въглищата на база сключени договори за доставка на въглища.

Разходите за въглища, включени в променливите разходи, са увеличени на 83 604 хил. лв., при 53 526 хил. лв. отчетени за 2004 г., т.е. завишени са с 30 078 хил. лв. или с 56,19 %. Това увеличение е резултат основно на увеличението на прогнозната цена на въглищата с 39,31 %.

Във връзка с необходимостта от допълнителна обосновка на прогнозираните и отчетените показатели и за уточняване на откритите неточности, с писмо на ДКЕВР с изх. № Е-14-28-5/16.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация и корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни разходи за материали за текущо поддържане, амортизации, ремонт, заплати и възнаграждения в сравнение с отчетените през 2004 г.

2. Обосновка на завишените прогнозни разходи за външни услуги, включени в постоянните и променливите разходи в сравнение с отчетените през 2004 г.

3. Да се коригират отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г., а в останалите справки да бъде посочен прогнозният ценови период.

4. Необходимият оборотен капитал да бъде подробно обоснован съгласно изискванията на Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

5. Обосновка на цената на въглищата, като се ползват работните параметри, дадени в указанията на ДКЕВР с писмо № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

6. Обосновка на високите прогнозни количества електрическа енергия за собствени нужди.

7. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода.

С писмо с вх. № к. Е-14-28-5/14.09.2005 г. "Девен" АД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни. В придружителното писмо, съпровождащо изисканата информация, е посочено, че в хода на процеса на утвърждаване на цените и настъпилите промени в намеренията на клиентите на дружеството се е наложила корекция на производствената програма на "Девен" АД.

Тези промени се изразяват в следното:

– заявената максимална мощност и консумация на топлинна енергия е коригирана с 1,3 % вместо с предварителните 5 %; това се е наложило поради корекция на заявките на клиентите;

– в резултат на това са коригирани производството на пара от котлите, разходът на реагенти и горива.

Становището на дружеството е следното.

1. П о с т о я н н и р а з х о д и

За предстоящия период заложените разходи за ремонти и поддръжка са с около 10 % по-високи от тези за предходния период. Това се налага поради повишаване на цената на предлаганите услуги в тази област, както и спецификата на извършваните ремонтни дейности по оборудването в централата. През 2005-2006 г. се планира извършването на голям обем работа, свързан с контрол на метала и определяне остатъчния ресурс на основните съоръжения (справка за работни часове и година на въвеждане на всяко съоръжение – лицензията).

Разходите за амортизация са формирани по МСС, считано от 01.01.2005 г. Провежданата от дружеството счетоводна политика следва изискванията на българското законодателство и в съответствие с това е въведено определяне на амортизациите по МСС от тази дата. Това обяснява нарастването на тази част от условно-постоянните разходи.

2. П р о м е н л и в и р а з х о д и

През 2005, 2006 и 2007 г. се реализира мащабен инвестиционен проект, включващ преминаването на част от вътрешната електрическа мрежа от 6 на 20 kV. Този проект ще определи режими на работа с редуциране на електропроизводството, както и нарастване на закупуваните количества електрическа енергия от мрежата. Това обуславя запазване на процента собствени нужди, както и завишените разходи по закупена електроенергия.

Разходите за твърди горива в количествено измерение следват повишава-

нето на производството. Във финансов аспект този разход има значително нарастване. Това се обуславя от високата средна цена на доставяните горива за предстоящия едногодишен период, която е малко под 125 лв. за тон. Отчитайки складовите наличности към 01.08.2005 г. средната цена на горивата за производство възлиза на 121,63 лв. за тон въглища.

Разходът на природен газ е променен на 20 000 нм³. Това се налага, понеже ремонтната програма предвижда поетапното извеждане на котли № 6, 3 и 2 за общ период от около шест месеца, както и извеждането на всички въглищни котли от експлоатация за пет денонощия. Второто е свързано с аварийен ремонт и обследване на комин 1.

Необходимият оборотен капитал е 18 446 хил. лв. и е определен на база проучване за необходимостта от поддържане на утвърдения от МЕЕР резерв от 120 хил. тона твърди горива, 600 тона течни горива, 11 350 тона държавен резерв от течни горива, с годишна обменемост от 25 %, както и оптимален резерв от материали за текущо поддържане и парични средства.

3. Н о р м а н а в ъ з в р ъ щ а е м о с т н а к а п и т а л а

При определянето на този показател е отчетена норма на възвръщаемост на собствения капитал от 15 %, отговаряща на минималните стойности в европейската практика за производствени инсталации, подобни на тази в “Девен” АД (които произвеждат енергия по комбиниран начин, изгаряйки твърди горива). Дружеството настоява това искане да бъде уважено в съответствие с предстоящата инвестиционна програма по линия на екологичните изисквания.

След представените от дружеството обосновки и корекции са направени допълнително следните констатации.

1. Условно-постоянните разходи на “Девен” АД във второто предложение са в размер на 17 802 хил. лв., т.е. с 1,69 % по-ниски от посочените в първоначалното предложение, което в абсолютна стойност представлява намаление с 307 хил. лв. и е резултат от :

- намаление на размера на разходите за заплати и възнаграждения с 205 хил. лв. или 5,68 %;
- намаление на размера на разходите за осигуровки и надбавки с 102 хил. лв. или 4,96 %.

2. Ремонтна програма

За 2003 г. “Девен” АД е отчита 3 460 хил. лв. реализирани ремонтни разходи.

Утвърдените в цени 2004 г. разходи за ремонт са в размер на 3 800 хил. лв., а отчетените за същата година са 4 122 хил. лв., т.е. отчетено е увеличение с 322 хил. лв. или с 8,47 % спрямо планираните.

Стойността на прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. е 4 534 хил. лв.

съгласно данните от Справка № 1 “Разходи” и са увеличени с 10 % спрямо отчетените за 2004 г.

Дружеството не е представило ремонтна програма за 2005 г. и отчет за изпълнението ѝ.

3. Инвестиционна програма

Стойността на инвестиционната програма за 2004 г. е 5 169 хил. лв. Усоените средства за инвестиции са в размер на 4 233 хил. лв., което е с 18 % по-малко от прогнозата за 2004 г.

Не е представена инвестиционна програма за 2005 г. и отчет за изпълнението ѝ към момента.

4. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” е в размер на 15 % при определена стойност 7 %.

5. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” е в размер на 5,5 %.

6. Прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не са посочени съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г., а са към 31.03.2005 г. Дружеството не е представило счетоводен баланс към 31.03.2005 г.

7. В резултат от променения режим на работа дружеството е коригирало количествата на горивата във второто предложение:

- количеството природен газ е увеличено с 15 000 хил. nm^3 – от 5 000 хил. nm^3 в първото предложение на 20 000 хил. nm^3 във второто;

- количеството въглища е занижено с 83 000 тона – от 693 000 тона в първото предложение на 610 000 тона във второто.

8. Прогнозната цена на въглищата е увеличена във второто предложение.

9. Намалени са разходните норми в условно гориво за производство на електрическа енергия от 180,75 г/кВтч в първото предложение на 178,92 г/кВтч – във второто.

10. Намалени са разходните норми в условно гориво за производство на топлинна енергия от 155,15 кг/МВтч в първото предложение на 146,07 кг/МВтч – във второто.

11. Предложената от дружеството цена на топлинната енергия е определена при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 79,44 лв./МВтч.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции:

- прогнозните разходи за ремонт са коригирани с 412 хил. лв., приведени

до нивото на отчетените стойности за 2004 г.;

– разходите за амортизации са коригирани с 2 000 хил. лв., приведени до нивото на отчетените стойности за 2004 г.;

– коригирана е нормата на възвръщаемост на собствения капитал от 15 % на 7 %, приведена в съответствие с указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.

2. Цена за на топлинна енергия с водна пара:

– цена за енергия – 19,32 лв./МВтч;

– цена за мощност – 36,55 лв./кВт/год.

3. Необходими годишни приходи – 101 105 хил. лв.

4. Регулаторна база на активите – 46 804 хил. лв.

5. Норма на възвръщаемост – 7,23 %.

В цените не е включен ДДС.

С писма с вх. № Е-14-28-9/05.10.2005 г. и № Е-14-28-10/17.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР възражение относно корекциите, отразени в Доклад за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”, и относно срока на въвеждане на преференциалната цена на комбинирано произведената електрическа енергия.

Възраженията относно корекциите в заявлението за цени

1. Дружеството не приема аргументите за намаляване на разходите за амортизации с 2 000 хил. лв. Заложените в модела разходи за амортизация са формирани по МСС и те ще бъдат част от постоянните разходи на дружеството. Провежданата от дружеството счетоводна политика следва изискванията на българското законодателство и в съответствие с това е въведено определяне на амортизацията по МСС от 01.01.2005 г.

2. Несъгласие с коригираната норма на възвръщаемост на капитала.

Дружеството предлага да се подходи индивидуално и да се утвърди норма от 15 %, както вече е направено в частните дружества за пренос и търговия с електрическа енергия. Това съответства на предстоящите инвестиции до 2008 г., свързани с изпълнението на изискванията на законодателството, касаещи ГГИ.

3. При определяне цената за енергия не е отчетено поскъпването на природния газ.

4. При определяне цената за мощност не е отчетена направената корекция на договорената с консуматорите мощност от 413 МВт на 390 МВт за 2006 г. Това се е наложило поради корекция в заявените количества енергия, както и отпадане

на един от консуматорите.

При тези корекции дружеството предлага да се утвърди цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара:

- цена за енергия – 19.86 лв./МВтч;
- цена за мощност – 46,61 лв./кВт/год.

Възражения относно срока на въвеждане на преференциалната цена на комбинирано произведената електрическа енергия

През миналата 2004 г. комисията е определила преференциална цена за комбинирано произведена електрическа енергия, считано от 01.07.2004 г. С определяне на преференциалната цена и в съответствие с изискванията на Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия комисията е определила нов регулаторен период за цената на топлинната енергия с планиран първи ценови период от една година, считано от 01.07.2004 г.

При така зададената регулаторна рамка дружеството е планирало дейността си за календарната 2005 г. на база въвеждане на нова цена на комбинирано произведената електрическа енергия от 01.07.2005 г. с около 13 % по-висока от старата.

При извършване на регулаторния преглед комисията е забавила въвеждането на новата цена от 01.11.2005 г.

За периода от 01.07.2005 г. до 01.11.2005 г. Девен” АД търпи загуби в размер над 900 хил. лв. Разликата между новата и старата преференциална цена е от 9,2 лв./МВтч. Това ще намали значително финансовия резултат на дружеството за 2005 г.

Дружеството предлага комисията да въведе новата цена на комбинирано произведената електрическа енергия от 01.07.2005 г. и “НЕК” ЕАД да заплати разликата за фактурираните количества за периода от 01.07.2005 г. до 01.11.2005 г.

След анализа на постъпилите от “Девен” АД възражения са направени следните констатации и корекции.

1. По т. 1 от възраженията на дружеството – мотивите за неприемането са посочени в Доклада за извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор “Топлоенергетика”.

2. По т. 2 от възраженията на дружеството – нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с приложения общ подход за определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал, описан в началото на мотивите. За “Девен” АД определената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 7,23 %, в т.ч. норма на възвръщаемост на собствения капитал 7 %.

3. По т. 3 – направена е корекция на цената на природния газ, която е отразена в справките на всички дружества.

4. По т. 4 – в Справка № 4 “Технико-икономически показатели в производ-

ството” договорената мощност с топлоносител водна пара е коригирана от 413 МВт на 390 МВт съгласно представените документи.

5. Относно предложението на дружеството за промяна на срока на въвеждане на преференциалната цена за комбинирано произведена електрическа енергия, мотивите за неприемането му се съдържат в Протоколно решение на ДКЕВР № 94/22.08.2005 г., т. 7, и в принципните положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в началото на настоящите мотиви. В Закона за енергетиката няма указан фиксиран ежегоден срок на въвеждане на преференциалната цена на електрическата енергия, който ДКЕВР има задължението да спазва.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлината и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 79,44 лв./МВтч.
 2. Цена за на топлинна енергия с водна пара:
 - цена за енергия – 19,59 лв./МВтч;
 - цена за мощност – 35,04 лв./кВт/год.
 3. Необходими годишни приходи – 102 012 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 46 804 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 7,23 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Захарни заводи” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на ТЕЦ при “Захарни заводи” АД са в размер на 2 481 хил. лв., т.е. със 179 хил. лв. по-ниски в сравнение с отчетените за 2004 г., което е намаление с 6,73 %.

Прогнозните разходи за материали са в размер на 63 хил. лв., при отчетени 364 хил. лв. за 2004 г., което представлява намаление с 301 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2004 г., т.е. 5,78 пъти.

Разходите за абонаментно поддържане за 2005 г. са увеличени от 15 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 27 хил. лв., т.е. увеличение с 80 % в сравнение с отчета за 2004 г.

Дружеството предвижда разходи за въоръжена и противопожарна охрана в размер на 20 хил. лв., като за 2004 г. няма отчетени средства за тази дейност.

Прогнозните разходи за проверка на уреди са увеличени от 5 хил. лв.,

отчетени за 2004 г., на 10 хил. лв., което представлява увеличение 2 пъти.

Разходите за амортизации за 2005 г. са в размер на 850 хил. лв., което представлява увеличение с 11,69 % в сравнение с отчетените за 2004 г. или с 89 хил. лв.

Предвидените от дружеството средства за фирмено управление за 2005 г. са 150 хил. лв., при отчетени 136 хил. лв., т.е. те са увеличени с 10,29 % в сравнение с отчетените за 2004 г.

В рамките на променливите разходи предвидените за 2005 г. разходи за вода са в размер на 80 хил. лв., което е увеличение с 19 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2004 г., т.е. с 31,15 %.

Дружеството предвижда разходи за консумативи (химикали, реагенти) в размер на 120 хил. лв. при отчетени 93 хил. лв. или увеличение с 29,03 % в сравнение с отчетените за 2004 г.

Отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не са изготвени съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

– цена на мазут – увеличение с 20,86 % в сравнение с отчетената за 2004 г.;

– цена на въглища – увеличение с 18,15 % в сравнение с отчетената за 2004 г.

В цените не е включен ДДС.

Дружеството е представило справка за прогнозната стойност на горивата за 2005 г. и е приложило копия от договорите за доставка на горивата.

За 2005 г. ТЕЦ към “Захарни заводи” АД прогнозира увеличение на brutното производство на електрическа енергия от 19 255 МВтч на 20 900 МВтч, т.е. с 8,54 %, и намаление на произведената топлинна енергия от 177 507 МВтч на 175 000 МВтч, т.е. с 1,41 % спрямо предходната година.

Собствените нужди от електроенергия за дружеството намаляват от 29,60 % на 27,27 %, като се запазват на нивото на отчетната 2004 г. – 5 700 МВтч.

Топлинната енергия за собствени нужди намалява от 51 831 МВтч през 2004 г. на 48 000 МВтч през 2005 г.

Прогнозните разходни норми за производство на електрическа и топлинна енергия са по-ниски от отчетените за 2004 г., но са завишени спрямо прогноза-та за 2004 г. В сравнение с отчетените се променят съответно от $B_{\text{сл}} = 403,58$ г/кВтч на 363,10 г/кВтч и от $B_{\text{т}} = 161,07$ кг/МВтч на 159,93 кг/МВтч.

Специфичните разходни норми в производството и за собствените нужди са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	Г _{у.г.} /кВтч	337,63*	403,58	363,10
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	153,51*	161,07	159,93
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	23,92 5 000	29,60 5 703	27,27 5 700
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	24,75 50 000	29,20 51 831	27,43 48 000

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Заявените мощности за производство на топлинна енергия за 2005 г. са с 37 МВт по-ниски от мощностите при максималните стойности на потребление на топлинна енергия през последните три години.

Мощности при максимални стойности на потребление на топлинна енергия

Гореща вода, МВт			Пара, МВт			max.ТЕ	Призната мощност 2004	Заявена мощност 2005
2002	2003	2004	2002	2003	2004	МВт	МВт	МВт
56	52	50	65	64	66	122	85	85

С писмо с изх. № Е-14-32-4/18.08.2005 г. е изискана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на причините за завишението на прогнозните разходообразуващи елементи в Справка № 1 в сравнение с отчетените за 2004 г.

2. Обосновка на разпределението на прогнозните разходи за амортизации и ремонт между двата продукта от производството – топлинна и електрическа енергия.

3. Да се представи подробна справка на прогнозните разходи за фирмено управление.

4. Необходимият оборотен капитал да бъде обоснован съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

5. Да се коригират отчетните и прогнозните данни в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала”

съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г., а в останалите справки да бъде посочен прогнозният ценови период.

6. Обосновка на високите прогнозни количества електрическа и топлинна енергия за собствени нужди в производството. От собствените нужди за топлинна енергия да се изключи топлинната енергия за деаерация.

7. Справка за получената среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

8. Да се приведат в съответствие предложените за утвърждаване цени от подаденото заявление и получените цени в представения модел за изчисление.

9. Справки за инвестиционната и ремонтната програма на дружеството за периода, съответстващ на периода, за който са прогнозиран разходите, отчет за изпълнението им към настоящия момент и обосновка за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма до края на периода.

С писма с вх. № к. Е-14-32-4/10.09.2005 г., № к. Е-14-32-6/12.09.2005 г. и № к. Е-14-32-4/15.09.2005 г. "Захарни заводи" АД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

1. Обосновка на причините за завишение на прогнозните разходообразуващи елементи в Справка № 1 в сравнение с отчетните за 2004 г.

През отчетната 2004 г. са употребени 35 889 тона въглища и 770 тона мазут.

Към 07.09.2005 г. средната доставна цена на въглищата е увеличена с 27 %, а на спомагателното гориво мазут – с 47 %.

Разходите за горива са основно перо в разходната част на Справка № 1, така че при това внушително увеличение на цената на въглищата и мазута се увеличат чувствително и променливите разходи.

В себестойността на произвежданата от ТЕЦ продукция – пара и електроенергия, приблизително 65 % са разходите за горива, така че дори незначително повишение на цените на горивата с 2-3 % води до промяна в себестойността на продукцията. А сегашното повишение от 27 % на основното гориво – въглищата, води до значителна промяна на себестойността на продукцията, а оттам и на цената на топло и електроенергията.

2. Обосновка на причините за завишаване на електро- и топлоенергията за собствени нужди за 2005 г.

Делът на електро- и топлоенергията за собствени нужди е пряко зависим от производството на ТЕЦ при "Захарни заводи" АД, гр. Г. Оряховица. При намалената производствена програма, поради затрудненията на дружеството

при разпределение на квотите за внос на тръстикова захар и намаления обем работа и заложено производство от 20 900 МВт_{ч_{ел.}} и 175 000 МВт_{ч_{т.}}, при натоварване на един парогенератор тип БКЗ 75/39 ФБ около 75-80 % и един турбогенератор Р-6 35/5 М (с противоналегателна турбина) се получава висок дял на топлинната електроенергията за собствени нужди. ТЕЦ при “Захарни заводи” АД – гр. Г. Оряховица, е на 45 години и голяма част от оборудването е морално и физически остаряло, проектирано за големи парови товари. Общата инсталирана топлинна мощност е 148 МВт_{ч_{т.}}, а сега се работи на 50-60 МВт_{ч_{т.}}.

Основен консуматор на ТЕЦ при “Захарни заводи” АД – гр. Г. Оряховица, е Заводът за захар. Неговата работа се отличава с цикличност на натоварването и с резки колебания на товара, т.е. ТЕЦ не работи с постоянно натоварване, а в зависимост от необходимостта от електроенергия на Завода за захар.

Не на последно място е и въпросът с невърнатия кондензат. Заводът за захар връща около 50 % кондензат. Останалото количество е произведена ХОВ, за която е нужно допълнително количество топлина. ХОВ се подгръва в деаераторите до 105 °С, минава през ПВН (подгревател високо налягане) и на вход ПГ е с $t_{\text{пв}} = 143 - 145$ °С.

Ако се извади топлината за деаерация от СН на ТЕЦ, няма да се получи топлинният баланс.

3. Обосновка на разпределението на прогнозните разходи за амортизации и ремонт между двата продукта от производството

А м о р т и з а ц и и

ДМА, пряко свързани с производството на електрическа енергия:

– турбогенератор 1 – 1 001 401;

– турбогенератор 2 – 1 134 510;

общо – 2 135 911 $\approx$ 2 136 хил. лв.

ДМА, пряко свързани с производството на електроенергия:

К 1 – 899 729;

К 2 – 1 462 835;

К 3 – 835 138;

КМ 12 – 48 152;

общо – 3 245 854 $\approx$ 3 246 хил. лв.

Преразпределение

8 720 хил. лв. общо ДМА:

– 3 246 само за електроенергия;

– 2 136 само за електроенергия;

– 3 338 за преразпределение:

- 3 338 x 0,27 $\approx$ 901 хил. лв. за електроенергия;

- $3\,338 - 901 = 2\,437$ хил. лв. за топлоенергия.

Прогнозни

Осчетоводени амортизации съгласно годишен амортизационен план за 2005 г. – 850 хил. лв.

ДМА, пряко участващи в производството на електроенергия – начислени амортизации:

- турбогенератор 1 – 125 175;
 - турбогенератор 2 – 100 406;
- $225\,581 \approx 226$ хил. лв.

ДМА, пряко участващи в производството на топлоенергия – начислени амортизации:

- ПГ 1 = $84\,363 + 20\,438 = 104\,801$;
 - ПГ 2 = $84\,363 + 71\,630 = 155\,993$;
 - ПГ 3 = $90\,965 + 9\,765 = 100\,730$;
 - КМ 12 = $6\,019 = 6\,019$;
- $367\,543 \approx 368$ хил. лв.

Преразпределение

- 850 хил. лв.:
- 226 хил. лв.;
- 368 хил. лв.;
- за преразпределение – 256 хил. лв.

Преразпределят се с $K_p(\text{ТФЕЦ}) = 0,27$:

- $256 \text{ хил. лв.} \times 0,27 = 70 \text{ хил. лв.}$ за електроенергия (от общото);
- $256 \text{ хил. лв.} - 70 \text{ хил. лв.} = 186 \text{ хил. лв.}$ за топлоенергия (от общото).

Така амортизацията за електроенергия стават :

$226 \text{ хил. лв.} + 70 \text{ хил. лв.} = 296 \text{ хил. лв.}$ годишно.

Амортизации за топлоенергия :

$368 \text{ хил. лв.} + 186 \text{ хил. лв.} = 554 \text{ хил. лв.}$

Общо амортизационните отчисления за 2005 г. прогнозно:

$296 \text{ хил. лв.} + 554 \text{ хил. лв.} = 850 \text{ хил. лв.}$

Ремонтни разходи

За 2005 г. са предвидени 500 хил. лв. за ремонтни разходи. Но поради тежкото състояние на фирмата във връзка с разпределението на квотите за внос на тръстикова захар, ремонтната програма няма да се изпълни поради липса на собствени средства. За ремонтни разходи до края на 2005 г. се предвиждат около 200 хил. лв.

Разпределението се извършва с $Kp_{упр} = 0,0791$:

$200 \text{ хил. лв.} \times 0,0791 = 15,820 \text{ хил. лв.}$ за електроенергия;

$200 \text{ хил. лв.} - 15,820 = 184 \text{ хил. лв.}$ за топлоенергия.

4. Дружеството е представило подробна справка на отчетните и прогнозните разходи за фирмено управление.

5. Представени са коригирани от дружеството Справка № 2 “Регулаторна база на активите” и Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

След представените от дружеството обосновки и корекции са направени допълнително следните констатации.

1. Дружеството е завишило условно-постоянните разходи от 2 481 хил. лв. в първоначалното предложение на 3 009 хил. лв. Увеличението с 528 хил. лв. се дължи на следните причини.

– Увеличените разходи за амортизации от 850 хил. лв. на 1 678 хил. лв., т.е. с 97,41 % или с 828 хил. лв. в сравнение с първоначалното предложение. Разходите за амортизации в размер на 1 678 хил. лв. са равни на посочения в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” размер на амортизацията за периода на използване на дълготрайните активи.

– Намалените от дружеството разходи за ремонт от 500 хил. лв. на 200 хил. лв., т.е. с 60 % по-ниски в сравнение с първоначалното предложение.

2. Необходимият оборотен капитал е изчислен като разлика между краткотрайни (краткосрочни) активи и краткосрочни пасиви на базата на счетоводен баланс към 31.12.2004 г. и е в размер на минус 1 854 хил. лв.

3. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло разходи за ремонт на стойност 287 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 164 хил. лв., а отчетените за същия период ремонтни разходи са на стойност 507 хил. лв., т.е. изразходваните средства са 3 пъти повече от планираните.

Планираните от дружеството разходи за ремонт за 2005 г. са в размер на

200 хил. лв. и са занижени с 60,55 % спрямо отчетените за 2004 г.

Дружеството не е представило ремонтна програма за 2005 г. и е отчетело, че към 31.07.2005 г. не е изразходвало средства за ремонт.

4. Инвестиционна програма

През 2004 г. дружеството е усвоило 1 053 хил. лв.

Дружеството посочва, че планира инвестиции в размер на 2 877 хил. лв., но не е представило инвестиционна програма за 2005 г., както и отчет за изпълнението ѝ.

5. Предложената от дружеството цена на топлинна енергия е определена при прогнозирана преференциална цена на електрическата енергия от 79,44 лв./МВтч.

6. Дружеството не е представило информация за приходи от кондензат. От справка от 12.09.2005 г. – Обосновка на топлоенергия и електроенергия за собствени нужди за 2005 г., е установено, че Заводът за захар връща около 50 % кондензат.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за амортизации:

– са коригирани с 828 хил. лв., приведени до първоначалното предложение на дружеството;

– са коригирани с 297 хил. лв., като полезният срок на експлоатация на съоръженията е увеличен от 10 години (10 % амортизационна норма) на 20 години (5 % амортизационна норма).

2. Прогнозните разходи за ремонт остават на нивото на коригираната от дружеството стойност – 200 хил. лв.

Прогнозните разходи за фирмено управление са коригирани с 45 хил. лв., като са изключени стойностите на ТЕЦ при “Захарни заводи” АД по позиции – питейна вода, отопление, осветление, разходи за реклама, граждански договори и данъци по ЗКПО .

Прогнозните разходи за вода са коригирани с 19 хил. лв., приведени до нивото на отчетната стойност за 2004 г.

3. Разходите за консумативи (химикали, реагенти) са коригирани с 27 хил. лв., приведени до нивото на отчетната стойност за 2004 г.

4. Прогнозните разходи за амортизации и ремонт са преразпределени между двата продукта в производството – електрическа и топлинна енергия, като цялата стойност е отнесена към общи за двата продукта.

5. Необходимият оборотен капитал е коригиран от минус 1 854 хил. лв. на нулева стойност.

6. Разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия са приведени в съответствие със стойностите, утвърдени в цените през 2004 г.

съгласно задължителните изисквания на т. 4.2.1 от Основните насоки за ценово регулиране на българските топлофикационни предприятия.

В стойностно изражение намалението съответства на 194 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени следните цени и елементи на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 41,83 лв./МВтч.
 3. Необходими годишни приходи – 6 520 хил. лв.
 4. Регулаторна база на активите – 8 071 хил. лв.
 5. Норма на възвръщаемост – 7,72 %.
- В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-32-8/05.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР възражение относно цената на електрическата енергия – 79,47 лв./МВтч, и цената на топлинната енергия – 41,83 лв./МВтч.

Възраженията са свързани със следното.

1. Разходи за амортизации - предвидените за амортизации 850 хил. лв. са за 10-годишен период, т.е. 10 % амортизационни отчисления. ТЕЦ при “Захарни заводи” АД, гр. Г. Оряховица, е на 45 години. Голяма част от оборудването е физически и морално остаряло. В периода след 2001 г. до 2004 г. са въведени в експлоатация нови ТГ № 1 и ТГ № 2, извършени са ремонти на ПГ № 1 и ПГ № 2, а през 2004 г. и реконструкция и модернизация на ПГ № 3. За да се извършат тези ремонти, са инвестирани средства. Това от своя страна довежда до рязко увеличаване на стойността на ДМА и амортизациите. Сроктът на полезен живот на съоръженията е приет 10 години, а оттам и нормата за амортизационни отчисления 10 %, поради физическото и морално остаряване на по-голямата част от оборудването. Парогенератори № 1, 2 и 3 са в експлоатация вече 45 години и поради това са приети 10 % амортизационни отчисления.

2. Прогнозни разходи за ремонт – 200 хил. лв. (първоначално са 500 хил. лв.) Но поради състоянието, в което се намира “Захарни заводи” АД, дружеството счита, че няма да осъществи заложената ремонтна програма.

3. Представена е разбивка на разходите за фирмено управление. ТЕЦ при “Захарни заводи” АД не е самостоятелна единица и поема 7,7 % от разходите за фирмено управление. Тези разходи са определени като процентни и са в различна тежест за отделните заводи на територията на “Захарни заводи” АД. Изразено е несъгласие с намалението от 45 хил. лв. на разходите за ФУ.

4. ТЕЦ при “Захарни заводи” АД черпи вода за технологични нужди от р. Янтра, където има помпена станция “Избистрени води”. В зависимост от технологичните нужди и натовареност на съоръженията са необходими 250 - 300 м³/ч. С

промяната на цените на електроенергията ще се промени и цената на водата, влизаща в себестойността на продукцията – пара и електроенергия.

5. Продължаваща е тенденцията за увеличаване цените на горивата. Изчисленията за прогноза 2005 г. са за увеличение на цената на въглищата с 10,3 % и с 30 % – на мазута.

Дружеството предлага ДКЕВР да утвърди следните цени:

- преференциална цена на електроенергия - 88,74 лв./МВтч;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 45,54 лв./МВтч.

След анализа на постъпилите от “Захарни заводи” АД възражения са направени следните корекции.

1. Възстановени са част от предварително коригираните разходи на обща стойност 241 хил. лв., в т.ч. 150 хил. лв. за амортизации, 19 хил. лв. за вода, 27 хил. лв. за електроенергия, 45 хил. лв. за фирмено управление.

2. Мотивите за неприемането на повишението на цената на електрическата и топлинната енергия са описани в спазените принципни положения, унифицирани като подход към всички дружества, описани в началото на мотивите.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕВР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

- 1. Преференциална цена на електрическа енергия – 79,44 лв./МВтч.
 - 2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 43,73 лв./МВтч.
 - 3. Необходими годишни приходи – 6 761 хил. лв.
 - 4. Регулаторна база на активите – 8 071 хил. лв.
 - 5. Норма на възвръщаемост – 7,72 %.
- В цените не е включен ДДС.

“Видахим” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи за 2005 г. на “Видахим” АД са в размер на 7 075 хил. лв., т.е. с 6,5 % по-ниски от отчетените през 2004 г., което в абсолютна стойност представлява намаление с 491 хил. лв.

Дружеството предвижда разходи за ремонт в размер на 1 260 хил. лв., при отчетени 1 211 хил. лв. за 2004 г., т.е. с 49 хил. лв. по-високи в сравнение с предходната година или с 4,05 %.

Прогнозните разходи за вода са увеличени с 46 хил. лв. в сравнение с отчетените 2004 г., което представлява увеличение 3 пъти.

Разходите за консумативи (химикали, реагенти) за 2005 г. са увеличени на 160 хил. лв., при 137 хил. лв. отчетени за 2004 г., т.е. с 16,8 %.

Данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” не съответстват на данните от счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала” не е изчислена съгласно Указанията.

Стойността на привлечения капитал и среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал дружеството е определило на база подписани споразумения за уреждане на задълженията, в които лихвеният процент върху главницата е определен при база ОЛП (който е средно около 2 %) и надбавка от 10 %.

За 2005 г. ТЕЦ към “Видахим” АД прогнозира да произведе 316 250 МВтч топлинна енергия, което в сравнение с отчетната за 2004 г. 285 561 МВтч представлява увеличение с 10,75 % при намаление на собствените нужди в производството от 7,23 % на 6,58 %.

Прогнозните количества произведена електрическа енергия се увеличават от 328 467 МВтч през отчетната 2004 г. на 349 300 МВтч за 2005 г., т.е. с 6,34 %. Количеството на произведената по комбиниран начин електрическа енергия е увеличено от 278 287 МВтч през 2004 г. на 298 200 МВтч.

Разходът на електрическа енергия за собствени нужди в производството е намален от 15,28 % през 2004 г. на 14,63 % за 2005 г.

Разходните норми в условно гориво са намалени от дружеството съответно:

– за 2004 г. $B_{\text{ел}} = 439,40$ г/кВтч и $B_{\text{т}} = 153,58$ кг/МВтч;

– за 2005 г. $B_{\text{ел}} = 425,60$ г/кВтч и $B_{\text{т}} = 149,20$ кг/МВтч.

Специфичните разходни норми в производството и собствените нужди са следните.

Наименование	Дименсия	Прогноза 2004	Отчет 2004	Прогноза 2005
СР _{у.г.} за производство на електрическа енергия	г _{у.г.} /кВтч	426,54	439,40	425,60*
СР _{у.г.} за производство на топлинна енергия	кг _{у.г.} /МВтч	144,99	153,58	149,20*
Електрическа енергия за собствени нужди	% МВтч	14,82 44 000	15,28 50 179	14,63 51 100
Топлинна енергия за собствени нужди	% МВтч	7,36 19 528	7,23 20 648	6,58 20 810

* В предложените за утвърждаване цени за 2005 г. стойностите са приведени до нивото на маркираните в таблицата.

Количеството мазут за разпалване и стабилизация на горенето в енергийната част за 2005 г. е увеличено с 55 тона в сравнение с отчетеното за 2004 г., т.е. с 10 %.

Прогнозните изчисления са извършени при следните цени на горивата:

- цена на мазут – с 6 % по-ниска в сравнение с отчетната за 2004 г.;
- цена на въглища – с 10,6 % по-висока в сравнение с отчетната за 2004 г.

Дружеството е определило прогнозните цени на горивата на база налични количества и сключени договори за доставка на въглища, които е представило.

С писмо с изх. № Е-14-35-6/08.08.2005 г. е изисквана следната допълнителна информация с препоръка за съответни корекции.

1. Обосновка на завишените прогнозни текущи разходи за ремонт, за вода и консумативи в сравнение с отчетните за 2004 г.

2. Да се коригират отчетните данни в Справка № 2 "Регулаторна база на активите" и Справка № 3 "Норма на възвръщаемост на капитала" съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство и в съответствие с указанията, дадени с писмо на ДКЕВР № Е-14-00-17/16.05.2005 г.

3. Необходимият оборотен капитал да бъде обоснован съгласно Указанията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство.

4. Обосновка на завишените прогнозни количества на мазут в сравнение с отчетените за 2004 г.

5. Отчет за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма към настоящия момент и обосновка за изпълнението им до края на периода.

С писмо с вх. № к. Е-14-35-6/18.08.2005 г. "Видахим" АД е представило изисканите обосновки и справки с коригирани данни.

Становището на дружеството е следното.

1. Обосновка на завишените прогнозни текущи разходи за ремонт, за вода и консумативи в сравнение с отчетните за 2004 г.

1.1. Според дружеството увеличението на прогнозните разходи за ремонт за 2005 г. се дължи на:

- увеличение на строителните ремонти;
- лошото техническо състояние на транспортните средства в ТЕЦ е наложило да се предвидят в ремонтната програма за 2005 г. 5 хил.лв.;
- през 2004 г. е направен частичен ремонт на бойлерна уредба, който се оказва недостатъчен, затова през 2005 г. се предвижда смяна на тръбен сноп на един основен бойлер.

1.2. Завишените прогнозни разходи за вода и консумативи за 2005 г. в сравнение с отчетените 2004 г. се дължат на влошаване показателите на добивана-

та подземна вода, поради което се завишава броят на регенерациите и отмивките на филтрите. Това, както и необходимостта от химическа обработка на награвните повърхности след основен ремонт на КА-2 и подмяната на дъното на пещната камера на КА-3, води до завишаване на количествата на използваната вода, химикалите и реагентите, а оттам и на разходите за вода и консумативи. Увеличена е и цената на натриевата основа спрямо отчета за 2004 г.

2. Дружеството е представило Справка № 2 "Регулаторна база на активитет" и Справка № 3 "Норма на възвръщаемост на капитала" с коригирани данни съгласно Указанията.

3. Дружеството е прогнозирано необходимия оборотен капитал в размер на 1 794 хил. лв.

Това е размерът на необходимите плащания за покупка на гориво, другите променливи разходи и постоянните разходи без амортизации за един период от 17 дни. По договор с "НЕК" ЕАД първата фактура за месеца за продадена електроенергия се пуска на 10-то число, като плащането по нея се извършва след 7 работни дни от получаването ѝ. Общо за годината такива периоди от 17 дни са 21 на брой (365 дни разделени на 17 дни образуват 21 периода). Стойността на признатите годишни разходи без амортизации ($38817 - 1140 = 37677$ хил. лв.), разделени на 21 периода, определят размера на необходимия оборотен капитал от 1794 хил.лв.

Дружеството счита, че този размер на оборотния капитал е достатъчен при условие, че всички доставки на горива и други материали през годината са ритмични. Но в определени годишни периоди (ниските температури през зимата и ниското ниво на водата при сухо лято) ритмичността на доставките се нарушава, което води до нарушаване на производствения процес. Тенденциите за в бъдеще са оборотният капитал да се увеличи с цел да се осигури нормален производствен процес.

4. Прогнозното количество мазут за 2005 г. е завишено спрямо отчета за 2004 г. с 55 тона. Основните причини за това са следните.

– През м. ноември 2005 г. КА-2 излиза от основен ремонт. Ще бъде извършена химическа обработка на награвните повърхности и пусково-наладъчни работи, при което ще се е наложило котлоагрегатът да работи на мазут по-продължително време. Ще се наложи не едно, а две или три разпалвания на котела до въвеждането му в нормална експлоатация.

– Поради влошените качествени показатели на въглищата се налага горене на мазут с цел стабилизиране на факела и нормализиране на режима на работа на работещия котлоагрегат.

5. Дружеството е представило отчети за изпълнението на инвестиционната и ремонтната програма към настоящия момент и обосновки за изпълнението им до края на годината.

След представените от дружеството обосновки и корекции са направени допълнително следните констатации.

1. Ремонтна програма

За 2003 г. дружеството е отчетло ремонтни разходи на стойност 1 260 хил. лв.

Разходите за ремонт, утвърдени в цени 2004 г., са в размер на 1 205 хил. лв., а отчетените за същия период са на стойност 1 211 хил. лв.

Ремонтната програма на дружеството за 2005 г. по предварителна стойност отговаря на включената в разходите сума за ремонт за 2005 г., която е в размер на 1 260 хил. лв. Прогнозните разходи за 2005 г. са завишени с 4,05 % спрямо отчетените за предходната година.

Изпълнението към 31.07.2005 г. е в размер на 798 хил. лв., т.е. 63,3 %.

2. Инвестиционна програма

При планирани разходи за инвестиции за 2004 г. в размер на 2 345 хил. лв. усвоените инвестиционни разходи са 2 348 хил. лв.

Стойността на инвестиционната програма за 2005 г. е 3 495 хил. лв. Спрямо отчетените за 2004 г. е увеличена с 49 %.

Към 31.07.2005 г. са отчетени инвестиции в размер на 1 875 хил. лв., което представлява 53,6 % от планираните за годината.

В резултат на направените констатации са извършени следните корекции.

1. Прогнозните разходи за ремонт са коригирани с 49 хил. лв., от 1 260 хил. лв. на 1 211 хил. лв. Включването на разхода за ремонт за подмяната на тръбен сноп на основния бойлер, при начина на отчитане на разходите за ремонт, ще доведе частично до увеличение на цената на електрическата енергия, което е недопустимо от гледна точка на отнасянето на разходите по продукти.

2. Прогнозните разходи за вода са коригирани с 45 хил. лв., от 70 хил. лв. на 25 хил. лв., до нивото на отчетените стойности за 2004 г.

3. Прогнозното количество мазут за разпалване и стабилизация на горенето е коригирано с 55 тона, от 600 тона на 545 тона, до вече отчетеното ниво през 2004 г.

В стойностно изражение намалението е с 30,6 хил. лв.

При така направените корекции са преизчислени цената и елементите на необходимите приходи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 88,74 лв./МВтч.

2. Необходими годишни приходи – 39 267 хил. лв.

3. Регулаторна база на активите – 5 818 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост – 9,87 %.

В цените не е включен ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-35-9/05.10.2005 г. дружеството е внесло в ДКЕВР следното становище.

1. Прогнозни текущи разходи за ремонт

Поради лошото състояние на сградния фонд и други активи на енергийното производство строителните ремонти са увеличени незначително.

Поради лошото техническо състояние на транспортните средства в ТЕЦ е наложително в ремонтната програма за 2005 г. да се предвидят неголям обем разходи.

През 2004 г. е направен частичен ремонт на бойлерна уредба, който се оказва недостатъчен, затова през 2005 г. се предвижда смяна на тръбен сноп на един основен бойлер. Разходът е наложителен с оглед нормалното функциониране на топлотехническото оборудване на централата.

Към настоящия момент, с оглед продължителната процедура по регулаторния преглед, голяма част от гореописаните разходи са вече направени и коригирането им в заявлението за цени поставя дружеството в положение да търси други източници на финансиране на ремонтите.

2. Прогнозни разходи за вода и консумативи

Завишените прогнозни разходи за вода и консумативи за 2005 г. в сравнение с отчетените 2004 г. се дължат на влошаване показателите на добиваната подземна вода, поради което се завишава броят на регенерациите и отмивките на филтрите.

Този факт, както и необходимостта от химическа обработка на нагревните повърхности след основен ремонт на КА-2 и подмяната на дъното на пешната камера на КА-3, води до завишаване на количествата на използваната вода, химикалите и реагентите, а оттам и на разходите за вода и консумативи.

Увеличена е и цената на натриевата основа за прогнозната 2005 г. спрямо отчета за 2004 г.

Гореописаните причини за увеличенията на разходите за вода, реагенти и консумативи са продиктувани от обективни обстоятелства и са неизбежни като разходи с оглед поддържането на водно-химичния режим на централата в рамките на изискванията на технологията на производство.

3. Завишение на прогнозното количество мазут за 2005 г. спрямо отчета за 2004 г.

3.1. През м. ноември 2005 г. КА-2 излиза от ремонт. Ще бъде извършена химическа обработка на нагревните повърхности и пусково-наладъчни работи, при което ще се наложи котлоагрегатът да работи на мазут по-продължително време. Ще се наложи не едно, а две или три разпалвания на котела до въвеждането му в нормална експлоатация.

3.2. Поради влошените качествени показатели на въглищата се налага горене на мазут с цел стабилизиране на факела и нормализиране на режима на работа на работещия котлоагрегат.

Описаните по-горе причини за завишеното количество мазут са обективни, необходими са като разходи за извършване на започнатите към настоящия момент ремонтни дейности и необходими за поддържане на горивния процес в състояние на максимално оползотворяване енергията на първичното енергийно гориво.

“Видахим” АД е с най-ниска възвръщаемост на собствения капитал, постигната за изтеклата година – 25,13 %, което потвърждава лошото финансово състояние на дружеството.

“Видахим” АД не разполага с потенциал за самофинансиране на дейността си, има недостиг на оборотни средства за покриване на текущите задължения и недостиг на собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните задължения. Тези факти довеждат до значително нарастване на задълженията на дружеството към доставчиците на въглища – над 4 млн. щ. д. за последните 5 месеца.

Показателите за текуща рентабилност са отрицателни величини и дружеството не реализира доходност от дейността си.

Отчетеният текущ финансов резултат на “Видахим” АД за 2004 г. след данъци е загуба в размер на 8 009 хил. лв. Към шестмесечието дружеството отчита отново отрицателен финансов резултат, което е видно от представените към настоящия момент справки. Очакванията са, че дружеството ще приключи и финансовата 2005 г. на значителна загуба. Поради непрекъснатия темп на увеличение на цената на вносните въглища отчетените разходи към настоящия момент превишават предварително заложените в цените стойности и допълнителните корекции от работната група ще доведат до допълнително влошаване на финансовите показатели на дружеството и невъзможност за финансиране на необходими дейности, свързани с безопасната експлоатация и поддържане на необходимия технологичен режим на производство.

След анализа на постъпилите от “Видахим” АД възражения частично са възстановени част от предварително коригираните разходи на обща стойност 114 хил. лв. (45 хил. лв. за вода, 49 хил. лв. за ремонти и 20 хил. лв. за мазут) поради факта, че са вече направени от дружеството и коригирането им в заявлението за цени поставя дружеството в положение да търси други източници на финансиране на ремонтите, т.е. в изключително тежко ликвидно състояние.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 88,94 лв./МВтч.
2. Необходими годишни приходи – 39 372 хил. лв.
3. Регулаторна база на активите – 5 818 хил. лв.

4. Норма на възвръщаемост – 9,87 %.

В цените не е включен ДДС.

“Ямболен” АД

При прегледа на разходообразуващите елементи в представената информация е констатирано следното.

Условно-постоянните разходи на ТЕЦ към “Ямболен” АД за 2005 г. са в размер на 2 134 хил. лв., т.е. с 1 551 хил. лв. по-високи в сравнение с отчетените за 2004 г.

В прогнозните разходи за материали по-съществено е увеличението на разходите за материали за текущо поддържане, които са увеличени от 14 хил. лв., отчетени за 2004 г., на 250 хил. лв. за 2005 г., т.е. увеличение с 236 хил. лв.

Дружеството предвижда разходи за външни услуги в размер на 670 хил. лв. при отчетени 346 хил. лв., т.е. увеличение с 324 хил. лв., което е в резултат на предвидено увеличение на отделните елементи, формиращи размера на тези разходи, около 2 пъти.

Прогнозните разходи за ремонт са в размер на 298 хил. лв., при отчетени 112 хил. лв. за 2004 г., т.е. със 186 хил. лв. по-високи в сравнение с 2004 г.

Разходите за заплати и възнаграждения за 2005 г. са в размер на 225 хил. лв. при 57 хил. лв., отчетени за 2004 г., т.е. увеличение със 168 хил. лв., което представлява завишение около 4 пъти спрямо 2004 г.

В рамките на предвидените за 2005 г. други разходи най-съществено е увеличението на разходите за услуги граждански договори, които са в размер на 314 хил. лв. за 2005 г., при отчетени 1 000 лв. за 2004 г.

В данните за активите в Справка № 2 “Регулаторна база на активите” дружеството не е включило активи, свързани с производството на електрическа енергия, които не участват в производството на топлинна енергия и консервираните дълготрайни материални активи.

Необходимият оборотен капитал не е изчислен като разлика между краткотрайни (краткосрочни) активи и краткосрочни пасиви на базата на счетоводния баланс на дружеството към 31.12.2004 г.

Прогнозните изчисления са извършени с прогнозна цена на природен газ 289 лв./1000 нм³ (“Ямболгаз – 92” АД), при отчетена за 2004 г. 248 лв./1000 нм³ или с 16,53 % по-висока в сравнение с предходната година.

От РБА на централата са извадени всички активи, свързани с електропроизводството.

С писмо с изх. № Е 14-40-4/27.05.2005 г. е изискана следната допълнителна информация.

1. По Справка № 1 “Разходи” – подробна обосновка за всеки конкретен

вид разход от прогнозните условно-постоянни разходи, стойността на които е значително завишена спрямо отчетените за 2004 г.

2. По Справка № 2 “Регулаторна база на активите” – необходимият оборотен капитал да бъде обоснован съгласно Указанията на комисията за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети от комисията с Протоколни решения № 46 от 5 юли 2004 г. и № 60 от 29 септември 2004 г.

С писмо с вх. № к. Е-14-40-4/07.06.2005 г. “Ямболен” АД е представило изисканите обосновки.

Становището на дружеството в представените обосновки е следното.

Увеличението на прогнозните разходи спрямо отчетените дружеството обоснова като резултат на:

- предстояща юридическа самостоятелност на ТЕЦ при “Ямболен” АД, обуславяща формирането на нови самостоятелни звена за централата, допълнително закупуване в тази връзка на ново оборудване и свързаните с това увеличени разходи;

- базисната 2004 г. за много от посочените по-горе позиции (например разходи за ремонт) не е релевантна базисна стойност за отчетните разходи поради налични все още материали в складовата база на “Ямболен” АД;

- необходимостта от отразяване прогнозно за 2005 г. на разходи, свързани с откриването на ново строителство и разширение и модернизация на централата.

П о С п р а в к а № 1 “Р а з х о д и”

1. Материали за текущо поддържане – включват допълнително средства за закупуване на:

1.1. Търговски измервателни уреди за измерване на топлинна енергия, подадена към консуматори – съгласно направено проучване и получена оферта.

1.2. Необходими за контрол на режима на работа на котлите лабораторни кондуктометри, рН-метри и фотокалориметри на база оферта на производители.

1.3. Закупуване на товароподемни средства за ТЕЦ, необходими за вътрешен транспорт и товаро-разтоварни работи в централата (към сегашния момент централата не разполага с такива). Необходимите за това средства са прогнозиранни съгласно оферти.

1.4. За подновяване на регулиращи прибори (КИП и А) за ПК и нови измервателни трансформатори.

2. Разходи за застраховки

Предвидените двойно повече разходи за застраховки са на база увеличаване на сграден фонд със започване на строителните дейности по прогноза през 2005 г., както и на предвиденото увеличение на персонала.

3. Разходи за данъци и такси

Прогнозните разходи за данъци и такси са на база прогнозна печалба на дружеството за 2005 г., разходите, пряко свързани с дейността на дружеството по лицензията, и евентуално за ново оборудване – лабораторно и промишлено.

4. Пощенски разходи, телефони и абонаменти.

Предвидените средства са свързани с учредяване на юридическа самостоятелност на ТЕЦ и са предвидени за закупуване на компютри, специализирани програмни продукти за самостоятелно счетоводство на ТЕЦ и контрол на производствения процес, поставяне на самостоятелни телефонни постове за централата, нови диспечерски уредби за технологичните зали, ново абонаментно обслужване за лабораторно-измервателна техника за газ, проверка на датчици и др.

5. Разходи за ремонт

Завишението от 2,7 пъти е прогнозирано на база необходимостта от средства за резервни части, електроматериали, арматура, електроди, нови агрегати за заваръчни дейности и основен ремонт на спомагателни съоръжения и ГРУ, невключени в представена ремонтна програма за 2005 г.

Предвидено е реализация на автоматизация на дозирането на корекционни реагенти по водно-химичния режим на централата, промивка на нагревни повърхности с последващо пасивиране, включващо и материалите (само продукта за пасивация “Одакон”).

6. Разходи за заплати и възнаграждения

Прогнозното завишение на разходите е на база увеличен брой на персонала от 23 бр. на 54 бр. в съответствие с увеличението на производствената програма за 2005 г. спрямо 2004 г., и предвидено увеличение на средната работна заплата 1,68 пъти.

7. Услуги граждански договори

Прогнозният размер на разходите за “Услуги граждански договори” е формиран на база оферти за договори за хидрогеоложки доклад, проект АС, проект МТ и други.

По Справка № 2 “Регулаторна база на активите”

Размерът на необходимия оборотен капитал е изчислен на база необходимите средства за поддържане на среден размер материални запаси и паричните средства.

Дружеството е коригирало размера на необходимия оборотен капитал от 47 хил. лв. на 359 хил.лв.

След направените обосновки и корекции от страна на “Ямболен” АД са преизчислени следната цена и елементи на необходимите приходи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 49,94 лв./МВтч.

2. Необходими годишни приходи – 11 693 хил. лв.
 3. Регулаторна база на активите – 556 хил. лв.
 4. Норма на възвръщаемост – 8,24 %.
- В цените не е включен ДДС.

В резултат на извършените корекции вследствие прилагането на Указания за образуване и прилагане на цените и тарифите на топлинната и на електрическата енергия от комбинирано производство, приети с Протоколни решения на ДКЕР № 46 от 05.06.2004 г. и № 60 от 29.06.2004 г., комисията счита, че могат да бъдат утвърдени следните цени и ценообразуващи елементи.

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 48,48 лв./МВтч.
 2. Необходими годишни приходи – 11 350 хил. лв.
 3. Регулаторна база на активите – 556 хил. лв.
 4. Норма на възвръщаемост – 8,24 %.
- В цените не е включен ДДС.

Настоящите мотиви са неразделна част от Решение № Ц-20/25.10.2005 г. и са приети с Решение на ДКЕВР по т. 1. от протокол № 146/07.11.2005 г.

ISSN 1312-6709

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО
РЕГУЛИРАНЕ**

1000 София
бул. "Княз Дондуков" № 8-10
тел.: 02/ 988-24-98
факс: 02/ 988-87-82
www.dker.bg

**STATE ENERGY
AND WATER REGULATORY
COMMISSION**

1000 Sofia, Bulgaria
8-10, Dondukov Blvd.
tel: +359 2/ 988-24-98
fax: +359 2/ 988-87-82
www.dker.bg

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН
Брой 2/2005, ISSN 1312-6709

1000 София, бул. “Княз Дондуков” № 8-10
тел. 988-24-98, факс 988-87-82
www.dker.bg, dker@dker.bg

Редакционен съвет
Проф. д-тн инж. Константин Шушулов
Инж. Игнат Томанов
Инж. Анелия Илиева
Яни Узунов

Редактор
Инж. Нина Симеонова

Графичен дизайн и печат
“Даная Интернешънъл” ЕООД
