

ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

**НАСОКИ ЗА РЕГУЛИРАНЕ НА БЪЛГАРСКИТЕ
ЕЛЕКТРОПРОИЗВОДСТВЕНИ ДРУЖЕСТВА**

София, Април 2005 г.

НАСОКИ ЗА РЕГУЛИРАНЕ НА БЪЛГАРСКИТЕ ЕЛЕКТРОПРОИЗВОДСТВЕНИ ДРУЖЕСТВА

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 до 10 МВт) и за високоефективни централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия до 50 МВтч/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 лиценз за търговия с електрическа енергия, ако прецени, че е постигнато необходимото счетоводно, управленско и правно разделяне от 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, тоест че комуникациите между ОПС и обществения доставчик включват еднаква информация 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 привилегироваи потребители. Възможно е общественият доставчик и/или обществените снабдители 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 с ЗЕ общественият доставчик и/или обществените снабдители могат да купуват електрическа енергия: 1) по регулирани цени от количествата, определени от комисията за търговия на свободния пазар и/или ако е необходимо 2) 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 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 Южноевропейската 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 снабдители.
17. До създаване на система за издаване и търговия със зелени сертификати общественият доставчик и/или обществените снабдители 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 метод, 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 подобрене 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 година за определени блокове от някои централи. Срокът на тези договори може да бъде удължен, ако ОПС реши, че трябва да се поддържа резерва 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 година (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 година. 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 година;
 - в) Стойността на годишните разходи за амортизации ще бъдат доказани пред ДКЕВР на основата на техническия и икономически 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:

$$ЦР = \frac{[(РБА * ОВА) + ДПР] * (1 + ИИПГ - X)}{(ДМ * ПЧГ * (1 - ЕПС))}$$
 Където:
 ЦР = 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 (час)

ЕПС = еквивалент на принудителни престои (%)

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

$$\text{ЦР} = \text{ЦРПГ} * (1 + (\text{ИИПГ} - \text{X}))$$

където:

ЦРПГ = 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:

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

Където:

ПР = плащане за разполагаемост за месеца (лв.)

ДРч = договорена разполагаемост за час (МВт*ч)

РРч = реална разполагаемост за час (%) $\leq 100\%$

Б = брой часове в месеца

ПЕ = продадена енергия на свободния пазар за месеца (МВтч)

ЦР = цена за разполагаемост, лв./МВт*ч.

к) Собственикът на 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 в последствие, 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. Централите може да изискат допълнителни обезщетения за разходи за включване/стартране 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 единият блок ще се сключи две годишен договор (2006 – 2007 г.), а за другият ще се сключи пет годишен 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 г. – 2007 г.) и по петгодишен договор (2006 г. – 2010 г.)

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

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

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

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

където:

ЦЕ = Цена за енергия / платима за нетни произведени количества (лв./МВт.ч.)

РБА = РБА за 2005г. (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 2005г. (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 Бобов Дол (МВт*ч.)

$$КЕ = ДМ * ЧГ * (1 - ЕПС)$$

Където:

ДМ = Договорена мощност (МВт)

ЧГ = брой часове в годината

ЕПС = еквивалент на принудителни престои , %

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

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

където:

ЦЕПГ = 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 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:

1) 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

2) да прехвърли дефицита от дадена година за следващата, ако цялата квота не е реализирана поради недиспечирание 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-евтиния вариант за елиминиране на този риск. Всякакви повишавания на квотите за електрическа енергия ще се заплащат по определените по-горе цени.

д. От 1-ви юли 2007 г. собственикът на 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 в енергетиката. Включването на дадена инвестиция в регулаторната база на цената се извършва след като проекта 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 надеждността, екологични изисквания и др. ДКЕВР може да намали възвращаемостта на активите ако конкретните подобрения не са постигнати

ПРИЛОЖЕНИЕ

към точка 7 от Насоки за регулиране на българските електропроизводствени дружества

Съгласно чл.9 от Правила за условия и ред за достъп до електропреносната и електоразпределителните мрежи, ДВ, бр.67/02.08.2004 год., Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), в периода до 15 юни на настоящата календарна година ще определи 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 привилегирани потребители, търговци на електрическа енергия и други производители при условията на правилата за търговия с електрическа енергия за периода 01.07.2005г. до 31.12.2005 г. Приложените индивидуални коефициенти и пазарни квоти са индикативни и прогнозни стойности, които са определени на база брутните 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.

No.	ЦЕНТРАЛИ 2005 г.	Индивидуален коефициент II ^{po} полугодие 2005 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	MW*h	MW
1	АЕЦ "Козлодуй"	6,0%	500 000	114
2	ТЕЦ "Марица - Изток II"	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 III"	39,1%	41 108	9
6	ТЕЦ "Русе" - Блок IV	39,1%	39 001	9

No.	ЦЕНТРАЛИ 2006 г.	Индивидуален коефициент 2006 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	MW*h	MW
1	АЕЦ "Козлодуй"	10,8%	1 783 560	204
2	ТЕЦ "Марица - Изток II"	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 III"	10,8%	21 592	2
6	ТЕЦ "Русе" - Блок IV	100,0%	677 707	77

No.	ЦЕНТРАЛИ 2007 г.	Индивидуален коэффициент I ^{во} полугодие 2007 г.	Пазарна квота	Мощност за постигане на пазарната квота
		%	MW*h	MW
1	АЕЦ "Козлодуй"	48,4%	3 003 315	686
2	ТЕЦ "Марица - Изток II"	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 III"	48,4%	48 378	11
6	ТЕЦ "Русе" - Блок IV	100,0%	658 150	150