

Указания
за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от
комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”

ГЛАВА ПЪРВА

Общи положения

1. С тези указания се определят начинът за образуване и изменение на цените на електрическата енергия и на топлинната енергия за дейностите „производство на електрическа и/или топлинна енергия” и „пренос на топлинна енергия”, (регулираните дейности), подлежащи на регулиране от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (комисията), видът, формата и съдържанието на необходимата за ценообразуването информация, която производителят или преносното предприятие задължително представя при подаване на заявление за утвърждаване на цени.

2. Основните общи изисквания за образуването на цените и техните корекции, във връзка с прилагането на метода на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала”, са регламентирани в Наредба № 5 от 23 януари 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (Наредбата) и Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

3. Цените на дружествата се регулират чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, в съответствие с чл. 3, ал. 2, т. 1 от Наредбата.

4. Заявлението за утвърждаване на цени съдържа данни за базисната година, прогнозна информация за ценовия период (не по-кратък от една година), в т.ч. постоянни и променливи разходи, разходи и количества енергия за осъществяване на регулираните дейности, подробно обоснована с допълнителни данни и документи.

5. Базисна година е предходната календарна година или 12-месечен отчетен период. Дружествата представят обосновка за периода на базисната година.

6. Дружествата представят отчетна информация за всички ценообразуващи елементи, приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година. Отчетната информация трябва да е разработена в съответствие с изискванията на чл. 37 от Закона за енергетиката (ЗЕ) за отделна отчетност между регулираните и нерегулираните дейности, както и отделна отчетност за регулираните дейности, в съответствие с Единната система за счетоводна отчетност, приета от комисията.

7. Прогнозната информация за ценовия период се базира на резултатите от базисната година, като дружеството обосновава всяка промяна по отношение на ценообразуващите елементи спрямо отчетените чрез представяне на необходимите документи, технико-икономическа обосновка и всичко друго по преценка на предприятието или по искане на комисията.

8. Неразделна част от заявленията за цени са приложенията с таблици, които съдържат минималните изисквания на комисията, относно предоставяната информация. Дружествата могат да представят информация извън тези таблици, но не могат да заличават редове или колони от тях.

9. Информацията, във връзка с образуването на цените, се представя в справки по утвърдени от комисията образци, които са изготвени в съответствие с настоящите указания, както следва:

- справка № 1 “Разходи”;
- справка № 2 “Регулаторна база на активите”;
- справка № 3 “Норма на възвръщаемост на капитала”;
- справка № 4 “Технико-икономически показатели в производството”;
- справка № 5 “Технико-икономически показатели в преноса”;
- справка № 6 “Изчисляване на коефициенти за разпределение на разходи”;
- справка № 7 “Инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия”;
- справка № 8 „Водогрейни и промишлени парни котли за производство на топлинна енергия”;
- справка № 9 „Спецификация”.

9.1. Дружествата, които имат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на Закона за енергетика и чието производство на електрическа енергия е освободено от облагане с акциз за енергийни продукти, използвани при нейното производство, попълват Приложение (модел) за лицензианти към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”.

9.2. Дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на Закона за енергетика и чието производство на електрическа енергия не е освободено от облагане с акциз за енергийни продукти, използвани при нейното производство, попълват Приложение (модел) към Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”.

10. По искане на комисията или при необходимост за допълнителна обосновка, дружествата представят към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи.

11. При централи с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, цените се образуват чрез разделяне на необходимите приходи за производство между електрическа и топлинна енергия и поотделно за топлинната енергия с двата вида топлоносители.

11.1. Дружествата определят количествата електрическа енергия в заявлението за утвърждаване на цени по видове, съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

11.2. Прогнозната информация за ценови период, за определяне на количествата електрическа енергия по видове, се изготвя в съответствие с Годишна справка по чл. 4, ал. 4 от Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, по образца от интернет страницата на ДКЕВР.

12. Справките трябва да бъдат подписани от лице с представителна власт и главен счетоводител и да бъдат подпечатани с печата на дружеството. Информацията се представя задължително на хартиен и магнитен носител.

ГЛАВА ВТОРА ЦЕНООБРАЗУВАЩИ ЕЛЕМЕНТИ

Раздел I Образуване на необходимите годишни приходи

13. Дружествата представят подробна информация за годишните разходи, съгласно изискванията на чл.8 от Наредба № 5 от 23 януари 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия.

14. Дружествата представят информация за отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия. Отделно се посочват и разходите за нерегулирани дейности по вид и стойност.

14.1. Към предложението за утвърждаване на цени, дружеството представя подробна писмена обосновка за начина на прогнозиране на разходите. Дружествата представят детайлно всички други разходи, които са пряко свързани с дейностите и не са описани в справките към Указанията.

15. Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, като преценява тяхната икономическа обосновааност, въз основа на предоставени от дружествата доказателства за всички или отделни разходи и на база на сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международна практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

16. Видовете разходи, пряко свързани със съответната регулирана дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни разходи и променливи разходи според връзката им с количеството електрическа и/или топлинна енергия. Във всяка от групите, разходите се посочват и по икономически елементи.

17. Условно–постоянните разходи (УПР) се прогнозират за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с дейностите.

17.1. За енергийните предприятия с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, разходи за амортизации и разходи за ремонти се разделят за целите на ценообразуването между двата произвеждани продукта, на разходи пряко свързани с производството на топлинна или електрическа енергия, а неразпределената част от разходите се отнася общо за двата продукта. Енергийните предприятия представят подробна писмена обосновка за разпределение между двата произвеждани продукта на разходите за амортизации и ремонти.

17.2. За енергийните предприятия с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, разходите за амортизации и разходите за ремонти общо за двата продукта, разходите за заплати, разходите свързани с осигурителното законодателство и разходите пряко свързани с дейностите за целите на ценообразуването, се разпределят с коефициент на разпределение на УПР, изчислен в справка № 6.

18. Разходите за ремонт включват сумата на текущите разходи, без разходи, които увеличават стойността на активите за различните дейности и съответно продукти и разходи. Разходите за ремонт не са елемент от останалите видове разходи.

19. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната регулирана дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

- а) данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
- б) разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи, или от комисията;
- в) разходи, свързани с неустойки и други плащания, в следствие на неизпълнение по сключени договори, лихви за забавяне;
- г) разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите;
- д) разходи за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии за задължения по смисъла на чл.38 и чл.39 от ЗКПО;
- е) разходи по чл. 204 на ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл.216 от ЗКПО;
- ж) текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси;
- з) разходи за дарение и неизползвани отпуски;
- и) всички други разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от енергийното предприятие;
- й) разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на клиентите или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност.

20. Променливите разходи се прогнозираат за едногодишен период и включват: разходи за горива, за производство, за вода, за закупуване на електрическа енергия, за консумативи, за външни услуги, за акциз на горивата и за закупуване на емисии въглероден диоксид.

20.1. Разходите за гориво се определят въз основа на прогнозните количества горива от съответни вид и икономически обоснованата им или регулирана цена и действаща към момента на подаване на заявлението цена на въглищата от „Мини Марица изток“ ЕАД.

20.2. Прогнозните количества горива при производство на топлинна енергия, се определят на базата на прогнозни количества топлинна енергия, топлинната ефективност на използваното гориво и неговата калоричност. Прогнозните количества горива при производство на електрическа и топлинна енергия, се определят на базата на прогнозни количества електрическа и топлинна енергия, електрическата и/или общата ефективност на използваното гориво и неговата калоричност.

20.3. Дружествата, които използват природния газ, като основно гориво за производство, изготвят предложенията си за цени с действащата към момента на подаване на заявлението цена, която при нейното изменение се актуализира.

20.4. Дружествата, които използват въглища като основно гориво, изготвят предложенията си за цени с прогнозна цена на въглищата, обоснована на базата на прогнозни данни от националната и международната практика, прогнози на борсови цени на въглищата за ценовия период, както и данни на държавни органи и организации.

20.5. Дружествата, които използват вносни въглища за производство, при обосновката на необходимия обем променливи разходи, следва да прилагат и валутен курс, валиден към датата на подаване на заявлението.

20.6. Разходите за закупена електрическа енергия, се определят въз основа на съответното ниво на напрежение, вида на консуматорите, количеството и цените на потребената електрическа енергия.

20.7. Разходите за закупена вода, се определят въз основа на количествата на съответната питейна и условно чистата вода, вида на консуматорите и цените на потребеното количество вода;

20.8. Разходите за консумативи се определят обвързани с единица количество произведена електрическа и топлинна енергия по видове консуматори и цени на отделните консумативи.

20.9. Разходите за външни услуги включват само директно относими разходи, които са свързани с производството на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

20.10. Енергийните предприятия, използващи акцизни горива за производство на топлинна енергия, представят и обосновават разходите за акцизи в съответствие с разпоредбите на Закона за акцизите и данъчните складове и нормативните актове по прилагането му.

20.11. За енергийните предприятия с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, количествата емисии въглероден диоксид за производство на електрическа енергия, се определят като верифицираните количества емисии се умножат с коефициента за разделяне на горивото в енергийната част. За дружества с предвидени безплатни квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), същите се приспадат от количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия. Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят въз основа на верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия и икономически доказана и обоснована цена на емисиите.

20.12. Разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с чл.10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и икономически доказана и обоснована цена на емисиите.

21. Дружествата, които в една централа/и съвместно произвеждат топлинна енергия съвместно в инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и в инсталации само за производство на топлинна енергия, определят променливите разходи за гориво отделно за комбинирано и разделно производство.

21.1. Променливите разходи, без тези за гориво при съвместното производство на топлинна енергия в централа с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и с инсталации само за производство на топлинна енергия, се разделят между двата продукта, с коефициент за разпределение на горивото в централата, изчислен в справка № 6.

22. Променливите разходи при производството на топлинна енергия в централа с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се разделят между двата продукта, с коефициент на разпределение на горивото в енергийната част, изчислен в справка № 6.

23. Предложенията за цени за регулаторния период, се базират на необходимите годишни приходи от базисната година и прогнозните данни на дружеството за съответните дейности. Необходимите годишни приходи за дейностите по производство и пренос на топлинна енергия не включват приходи от присъединяване на потребители, от услуги и топлоносител.

24. Необходимите приходи (*НП*) се определят по следната формула:

$$НП = P + (РБА \cdot НВ), \text{ където:}$$

НП - необходими годишни приходи;
Р - годишни разходи за дейностите;
РБА - регулаторна база на активите;
НВ - норма на възвръщаемост на капитала.

Раздел II

Регулаторна база на активите

25. Регулаторната база на активите, е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала, за дейностите производство на енергия и пренос на топлинна енергия. Регулаторната база на активите се изчислява в съответствие с чл. 9 на Наредбата по следната формула:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК \quad (3)$$

където:

РБА - регулаторната база на активите, хил.лв.;

А - призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, хил.лв.;

Φ - стойност на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмеден начин, в т. ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и други, хил.лв.;

А_м - амортизация, определена за регулаторни цели за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод, хил.лв.;

ОК - необходим оборотен капитал, хил.лв.

26. Призната стойност на активите (*А*), е признатата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейностите. За регулаторния период, признатата стойност на активите не включва преоценка на дълготрайни (нетекущи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност, извършена по време на предходния регулаторен период.

27. Активите се разделят по дейности за производство и за пренос, като за дружествата с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се разделят за отделно и за комбинирано производство, за електрическа и за топлинна енергия.

27.1. Енергийните предприятия представят подробна писмена обосновка за активите за производство на топлинна енергия, която включва избор на основните и спомагателни съоръжения с инсталирана топлинна мощност, с прогноза за работни часове и за количества произведена топлинна енергия.

27.2. Енергийните предприятия с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия представят писмена обосновка за избор на активите въз основа на които са определени количествата електрическа енергия по видове съгласно чл.11.1. и чл.11.2.

27.3. За нуждите на ценообразуването, в признатата стойност на активите за производство, се включва само стойността на определените активи по ал. 27.1. и 27.2., като енергийните предприятия представят подробна писмена обосновка за тяхното разпределение между електрическата и топлинната енергия.

28. Активите, които се използват за дейността производство на електрическа и/или топлинна енергия, се определят в зависимост от признатите от комисията топлинни мощности на производителя по топлоносители $M_{\text{приз,гв}}$ и $M_{\text{приз,вп}}$, MW.

29. Общата регулаторна база на активите, се разпределя между топлинната енергия с топлоносители водна пара и гореща вода пропорционално на признатите от комисията топлинни мощности на производителя по топлоносители $M_{\text{приз,гв}}$ и $M_{\text{приз, вп}}$, MW.

30. В признатата стойност на дълготрайните (нетекущи) активи (*A*) не се включват:

а) разходи за придобиване на активи, използвани за подготовка и обезпечаване на незавършено строителство;

б) активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани пряко с дейностите;

в) активи, несвързани с дейностите (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, консервирани, изведени от експлоатация, и др.;

г) активи, придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от потребители и др.;

д) стойността на активи, придобити през предходния регулаторен период, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи;

е) активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през съответната година на регулаторния период.

ж) активи, отнесени към преноса на топлинна енергия за транспортиране на топлинната енергия през разпределителните тръбопроводи на инсталациите за отопление, климатизация, топла вода и технологични процеси след топлообменниците и утилизаторите на инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на енергийните предприятия, които ползват топлинна енергия за собствено потребление.

31. Разходите за амортизации се изчисляват на основата на обосноваване от дружеството и признат от комисията технически и икономически полезен живот на активите, чрез прилагане на линеен метод на амортизация.

31.1. В разходите за амортизация не се включват:

а) амортизации на активи неизползвани за производство на електрическа и/или топлинна енергия, освен обосновани резервни и върхови мощности;

б) амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

32. Оборотен капитал (*OK*) – е част от РБА и се изчислява като необходимата средногодишна капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на дейността на дружеството.

32.1. Оборотният капитал се изчислява на основата на т.нар. „Нетен цикъл на оборотния капитал (*НЦОК*)”, на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на енергия и пренос на топлинна енергия, чрез получаването на съответните постъпления.

32.2. *OK* за регулаторни цели, се определя като утвърдена от комисията част от годишните парични разходи за дейностите.

32.3. Дружеството изчислява и обосновава предложената за одобрение част от паричните разходи, на основата на съпоставянето на нетния оборотен цикъл на дружеството за последната отчетна година преди подаването на заявлението или за по-дълъг отчетен период и дните на календарната година.

32.4. Елементите, формиращи *ОК*, са: нетни приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия с отложено плащане, парични разходи за дейността, вземания от клиенти и доставчици (не се включват несъбираемите вземания), материални запаси и задължения към доставчици и клиенти отнасящи се за регулираните дейности в съответствие с годишните финансови отчети на дружеството.

32.4.1. Нетният цикъл на оборотния капитал се определя в дни, по следната формула:

$$НЦОК = \left(\frac{СВК + СМЗ - СЗД}{НПП_n} \right) * 360, \text{ дни}$$

където:

СВК – признатата средногодишна величина на вземанията от клиенти и доставчици, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на вземанията от клиенти и доставчици, към началото и към края на базовата година, в хил.лв.;

СМЗ – признатата средногодишна величина на материалните запаси, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на материалните запаси, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;

СЗД - признатата средногодишна величина на задълженията към доставчици и клиенти, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на задълженията към доставчици и клиенти, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;

НПП_n – нетни приходи от продажби на дружеството за базовата година, в хил.лв.

32.4.2. Необходимият оборотен капитал (НОК) за дейностите се изчислява по формулата:

$$НОК = \left(\frac{ГПР_{\text{производство-пренос}} * НЦОК}{360} \right), \text{ хил.лв.}$$

където:

ГПР_{производство-пренос} – признатите годишни парични разходи за производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, в хил.лв.

32.4.3. Годишните парични разходи (*ГПР*) се изчисляват на основата на утвърдените признати разходи, намалени с разходите за амортизации на дружеството в съответствие със следната формула:

$$ГПР_{\text{производст во-пренос}} = ПГР_{\text{производст во-пренос}} - P_{\text{АМ производст во-пренос}}, \text{ хил.лв.,}$$

където:

ПГР_{производство-пренос} - признатите годишни разходи за производство на електрическа енергия и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, в хил.лв.

P_{Ам} - годишните разходи за амортизации на активите, използвани за производство на електрическа енергия и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия от дружеството, които за регулаторни цели се изчисляват чрез прилагане на линеен метод. Ползният живот на активите се определя и обосновава от дружеството на основата на техническия и икономически живот на активите.

32.5. В случай, че дружеството не представи информация по предходната точка или Комисията приеме направеното проучване за необходимата стойност на оборотния капитал по т. 32.1 за необосновано, оборотният капитал се определя като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността/ите, като не се включват разходи за амортизации.

Раздел III

Норма на възвращаемост на капитала

33. Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на средно претеглената цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от комисията норма на възвръщаемост на собствения капитал и норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране. Нормата на възвращаемост на капитала се определя за целия капитал на дружеството.

34. Дружеството представя данните за нормата на възвращаемост на капитала в съответствие с данните за капиталовата структура към последната година, за която има съставен годишен финансов отчет, като не се отчита текущия финансов резултат.

34.1. Дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталова структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

35. Дружеството изчислява нормата на възвръщаемост на капитала като норма преди данъчно облагане за регулаторния период съгласно чл. 10 от Наредбата, по следната формула:

$$NB = D_{СК} \cdot \left(\frac{NB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} \cdot NB_{ПК}, \quad (5)$$

където:

NB - норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$ - дял на собствения капитал в общия капитал;

$NB_{СК}$ - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$ - данъчна ставка на корпоративният данък върху печалбата, %;

$D_{ПК}$ - дял на привлечения капитал в общия капитал,

$NB_{ПК}$ - норма на възвръщаемост на привлечения капитал, %.

36. При изготвяне на ценовите си предложения, дружествата използват примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от ДКЕВР за предходния ценови период и действащата данъчна ставка на корпоративният данък върху печалбата.

37. Комисията определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата.

38. Към стойността на собствения капитал не се отчита текущия финансов резултат (печалба или загуба) от дейността на предприятието.

39. Привлеченият капитал включва дългосрочни възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг, в съответствие с годишния финансов отчет за последната отчетна година.

39.1. Договорите за финансов лизинг, които не са с договорен постоянен лихвен процент, се определя среден лихвен процент за периода на договора, който осигурява покриване на сумата за лихва в рамките на срока на договора.

39.2. Възмездните заеми и задължения по договори за финансов лизинг със срок на погасяване над една година, се описват със съответните параметри.

39.3. Към стойността на привлечения капитал не се отчитат дългосрочните възмездни заеми и задълженията по финансов лизинг за нерегулираната дейност.

40. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

41. Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

ГЛАВА ТРЕТА

Раздел I

“ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРОИЗВОДСТВОТО”

В справката са обобщени основните натурални показатели при производството на топлинна и електрическа енергия, подробна информация за използваните горива - като калоричност, годишни разходи, цени на горивата, съгласно складовите наличности и сключените договори. В справката се определят собствените нужди на централата от електрическа и топлинна енергия и разходните норми в условно гориво за производството на електрическа и топлинна енергия, както електрическата, топлинната и обща ефективност, като основни характеристики на ефективния режим на работа на централата. Справката разглежда параметрите на производството в инсталации за комбинирано производство и в инсталации за разделно производство, съгласно потребностите от топлинна енергия за топлопреносните мрежи, пряко присъединени потребители, за собствено потребление и за собствени нужди.

А. Отчетните показатели в справката трябва да се посочат след извършване на проверка на парния (топлоносителя), топлинния и електрическият баланс за централата. При съставянето на отчетите показателите на отделните агрегати трябва да бъдат получени от данните от денонощните сведения на централата, като:

а) месечните количествени показатели се определят чрез сумиране на денонощните величини за отчетния месец;

б) средните месечни показатели (параметрите на технологичния процес) се определят като средноаритметични или среднопретеглени (при по-големи колебания) величини за дадения период;

в) останалите величини (вторични показатели, относителни и специфични величини) се изчисляват от основните величини, получени по т. а) и б);

г) показателите за по-дълъг период се определят от пресметнатите месечни показатели съответно като сумарни, средноаритметични, среднопретеглени или по т. в).

Б. Прогнозира се помесечно и се сумира за годината количеството топлинна енергия, отпусната от съоръженията, отпусната към преносното предприятие, отпусната към потребителите и за собствено потребление. След това на база на

средномесечните топлинни товари се избират основните съоръжения, които ще работят за покриването им. Избират се топлообменници, утилизатори, основни, върхови бойлери, бойлер-кондензатори и водогрейни котли, които да покрият прогнозните топлинни товари, след което се определят регулируемите пароотбори на турбогенераторите (ТГ), газовите турбини (ГТ), котел-утилизаторите (КУ), двигателите с вътрешно горене (ДВГ), водогрейните котли и парните котли, които ще бъдат източниците на енергия, включително и РОУ. Избират се парогенераторите (ПГ) за експлоатация и техните парни товари. Изчисляват се необходимите количества горива за всяко съоръжение.

1. Отпусната топлинна енергия към преноса – общо $Q_{пр}$, MWh - сумата от отпуснатата топлинна енергия с топлоносител гореща вода и с топлоносител водна пара към преноса. Топлинната енергия се отчита чрез пресмятане и/или измерване със средствата за търговско измерване на изход централа - бленди, термометри, манометри, топломери.

1.1. Отпусната топлинна енергия към преноса с гореща вода $Q_{пр,гв}$, MWh - топлинната енергия с гореща вода, определена като продадена между топлоизточника и преносното предприятие, директно присъединени потребители и за собствено потребление. Прогнозата за нов период се определя в зависимост от потребността от топлинна енергия с топлоносител гореща вода към преносната мрежа, директно присъединени потребители и за собствено потребление.

1.2. Отпусната топлинна енергия към преноса с водна пара $Q_{пр,п}$, MWh - топлинната енергия с водна пара, определена като продадена между топлоизточника и преносното предприятие, директно присъединени потребители и за собствено потребление (когато се продава франко топлоизточника, това е продадената топлинна енергия с водна пара на консуматорите). Прогнозата за нов период се определя в зависимост от потребността от топлинна енергия с топлоносител водна пара към преносната мрежа, директно присъединени потребители и за собствено потребление.

2. Топлинна енергия за собствени нужди $Q_{сн}$, MWh - сумата от топлинната енергия за собствени нужди с топлоносител гореща вода и с топлоносител водна пара.

2.1. Топлинна енергия за собствени нужди с гореща вода $Q_{сн,гв}$, MWh - това е топлинната енергия за отопление на помещения и БГВ.

2.2. Топлинна енергия за собствени нужди с пара $Q_{сн,п}$, MWh - това е топлинната енергия за подгриване на мазут, масло, отопление на помещения и др. Топлинната енергия, постъпила в регенерацията и деаераторите, както и за подгриване на суровата водата при нейното омекотяване и обезсоляване, не се счита за собствени нужди.

3. Отпусната топлинна енергия от съоръженията – общо $Q_{отп}$, MWh - това е сумата от отпуснатата топлинна енергия с топлоносител гореща вода и с топлоносител водна пара от съоръженията, представлява сумата от отпуснатата топлинна енергия към преносните мрежи, пряко присъединени потребители, за собствено потребление и собствени нужди.

3.1. Отпусната топлинна енергия от съоръженията с гореща вода $Q_{отп,гв}$, MWh - топлинната енергия, отпусната от бойлерни уредби, бойлер-кондензатори, и произведената топлинна енергия от водогрейни котли, утилизация и котли утилизатори към ДВГ и ГТ.

3.2. Отпусната топлинна енергия от съоръженията с водна пара $Q_{отп,п}$, MWh - топлинната енергия, отпусната от промишлените пароотбори и противоналягания (без 1,2 ата) на ТГ, произведената топлинна енергия с водна пара от котли утилизатори към ДВГ и ГТ и произведената топлинна енергия от промишлени парни котли, намалена с топлинната енергия на водната пара за върхови бойлери.

4. Произведена електрическа енергия – бруто $E_{бр}$, MWh - количеството електрическа енергия, произведена общо от централата, се получава чрез сумиране на

$E_{бр}$ на отделните агрегати. Фактичката $E_{бр}$ се отчита по показанията на електромера на генератора за отчетни периоди и прогнозно по режимни диаграми, на базата на необходимата топлинна енергия. Прогнозната електрическа енергия се сертифицира съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, издадена от Министерство на икономиката и енергетиката и чл. 162 от ЗЕ, както следва:

4.1. Комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при $\Delta F \geq 10\%$.

4.2. Комбинирана електрическа енергия без постигнат показател за ВЕКП, при $\Delta F < 10\%$.

4.3. Некомбинирана електрическа енергия, гарантираща експлоатационната надеждност на съоръженията в централата.

5. Електрическа енергия за собствени нужди $E_{сн}$, MWh - общият разход на електрическа енергия за собствени нужди на централата се определя като разлика между произведената и продадената електрическа енергия. При разделни производство в кондензационни и отоплителни централи целият разход на електрическа енергия за собствени нужди се отнася за производството на електрическа енергия, респективно топлинна енергия, а за централи с комбинирано производство се разпределя между производството на електрическа енергия и топлинна енергия по следния начин:

- $E_{сн (ел)}$ - разход на електрическа енергия на кондензатните, циркуляционните и други помпи, свързани конкретно с електрическото производството;

- $E_{сн (т)}$ - разход за собствени нужди на топлофикационните уредби - мрежови помпи, кондензно-бойлерни помпи, подпитъчни помпи, ел. собствени нужди на водогрейните котли - въздушни вентилатори, рециркуляционни помпи и др.;

- $E_{сн (обща)}$ - разход на електрическа енергия на общите съоръжения за двете производства - електропитателни помпи, прикачващи помпи, димосмукателни и въздушни вентилатори на енергийните парогенератори и др. $E_{сн (обща)}$ се разделя по произвеждани продукти чрез коефициента на разпределение K_p или $K_p (тфен)$.

6. Продадена електрическа енергия – нето $E_{нето}$, MWh - за отчетни периоди това е електрическата енергия, измерена с електромери на изход ТЕЦ. За прогнозния период се определя като разлика между прогнозно произведена електрическа енергия и електрическа енергия за собствени нужди. Диференцира се по видове:

6.1. комбинирана електрическа енергия от ВЕКП;

6.2. електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП;

6.3. некомбинирана електрическа енергия, гарантираща експлоатационната надеждност на съоръженията в централата, определят се съгласно наредбата по чл. 162, ал. 3 от ЗЕ;

7. Признати от комисията топлинни мощности по топлоносители $M_{приз,гв}$ и $M_{приз,вп}$, MW.

7.1. За дружества, извършващи едновременно производство и пренос на топлинна енергия:

- извършва се анализ на динамиката на промяната на сумарната величина на договорените мощности между топлопреносното предприятие и потребителите на гореща вода и максималните стойности на консумацията на водна пара от договорите с потребителите на водна пара за последните три години;

- извършва се анализ на динамиката на промяната на максималната консумация на топлинна енергия по топлоносители, измерена на изход централа, която се доказва чрез показанията на приборите за измерване в продължение на минимум един час в MW за последните три години;

- извършва се анализ на сумарната величина на инсталираните мощности на топлинна енергия по топлоносители в централата, техническото им състояние, възможностите им за резервиране;

- комисията "признава" на производителя топлинната мощност по топлоносители в производството, която едновременно се използва и покрива максималната консумация на топлинна енергия в MW.

7.2. За предприятия, които не извършват пренос и продават цялото отпуснато количество топлинна енергия на пряко присъединени потребители, за собствено потребление и/или на топлопреносно предприятие, признатата мощност представлява сумата от договорените в договорите за продажба мощности.

8. Гориво за производство B , $t_{y.g.}$ (MWh) - общото изразходвано гориво от различни видове, превърнато към калоричността на условното гориво и като топлина на горивата в MWh. Представлява сума от изразходваните горива на всички видове инсталации.

9. Гориво за производство в енергийната част B , $t_{y.g.en.ch.}$ - изразходваното гориво в енергийната част от различни видове, превърнато към калоричността на условното гориво и като топлина на горивата в MWh. Представлява сума от изразходваните горива на всички видове инсталации за комбинирано производство.

10. Горива за производство - видове (knm^3 , t) - посочват се фактическите количества на изразходваните натурални горива за отчетния период и прогноза, пресметната на база производствената програма и енергийните ефективности на всяка инсталация.

11. Калоричност на горивата Q , $kcal/knm^3$, $kcal/kg$ - посочва се стойността, определена чрез осредняване на данните от сертификатите или фактическата стойност на изгорените горива.

12. Цени на горивата (среднопретеглени) Π , $лв./knm^3$, $лв./t$, без ДДС - посочват се среднопретеглените цени на горивата през разглеждания период.

13. Обща, електрическа и топлинна ефективности изчислени съгласно Наредба № РД-16-267.

14. Специфични разходи на условно гориво:

а) за електрическа енергия, g/kWh :

- за кондензационни централи - цялото изразходвано условно гориво през разглеждания период, разделено на брутното електропроизводство;

- за топлофикационни централи в инсталациите за комбинирано производство - разделеното чрез коефициента на разпределение изразходвано условно гориво през разглеждания период за производство на електрическа енергия, разделено на брутното електропроизводство;

б) за топлинна енергия, kg/MWh :

- за отоплителни централи - цялото изразходвано условно гориво през разглеждания период, разделено на отпуснатата топлинна енергия към преноса на изход централа;

- за топлофикационни централи (ТЕЦ):

1. в инсталациите за комбинирано производство - разделеното чрез коефициента на разпределение изразходвано условно гориво през разглеждания период за производство на топлинна енергия, разделено на произведената топлинна енергия от съоръженията .

2. в инсталациите за разделно производство (ВК и ППК) - цялото изразходвано условно гориво през разглеждания период, разделено на произведената топлинна енергия от съоръженията.

15. Общо за ТЕЦ сумата от разделеното чрез коефициента на разпределение изразходвано условно гориво през разглеждания период за производство на топлинна

енергия в инсталациите за комбинирано производство и цялото изразходвано условно гориво през разглеждания период за производство на топлинна енергия от ВК и ППК, разделено на отпуснатата топлинна енергия към преноса на изход централа.

16. Необходими приходи за производство на електрическа енергия - изчисляват се като сума от променливите разходи, постоянните разходи и възвръщаемостта на капитала за електрическа енергия.

17. Индивидуална стойност на електрическата енергия от инсталации за комбинирано производство, лв./MWh - изчислява се, като необходимите приходи за производство на електрическа енергия се разделят на количеството продадена електрическа енергия:

$$C_{\text{инд ел}} = \text{НП}_{\text{ел}} / E_{\text{продадена}}$$

18. Добавка по чл.33, ал.3 от ЗЕ за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство, лв./ MWh. При заявленията за цени дружествата работят с действащата, последно определена от комисията добавка.

19. Преференциална цена на електрическа енергия, лв./ MWh – индивидуалната стойност на електрическата енергия плюс добавка по чл.33, ал.3 от ЗЕ, определена от комисията.

20. Цена на комбинирана електрическа енергия, лв./MWh - е равна на индивидуалната стойност на електрическата енергия или на преференциалната цена съгласно ЗЕ.

21. Цена на некомбинираната електрическа енергия, гарантираща надеждната експлоатация – равна на индивидуалната стойност на електрическата енергия.

22. Приходи от електрическа енергия, хил. лв. - приходите, които са получени или следва да се получат от продажбата на прогнозното количество електрическата енергия, по видове и съответни цени.

23. Необходими годишни приходи за топлинна енергия, хил. лв. - получават се, като от необходимите приходи на енергийното предприятие от производството се извадят необходими годишни приходи за електрическа енергия:

$$\text{НП}_T = \text{НП}_{\text{пр}} - \text{НП}_{\text{ел}}$$

Представяват сума от променливи разходи, постоянни разходи и възвръщаемост на капитала за топлинна енергия.

24. Необходими годишни приходи за топлинна енергия, след определяне на добавката по чл.33, ал.3, хил. лв. – получават, като от необходимите приходи на енергийното предприятие от производството се извадят приходите от електрическа енергия:

$$\text{НП}_T = \text{НП}_{\text{пр}} - \text{Прих}_{\text{ел}}$$

Представяват сума от променливи разходи, постоянни разходи и възвръщаемост на капитала за топлинна енергия.

25. Променливи разходи за производство на топлинна енергия, хил. лв. - получават се, като необходимите приходи за топлинна енергия се умножат по отношението на променливите разходи към необходимите приходи в цялото производство.

26. Сума от УПР и В за производство на топлинна енергия, хил. лв. - това са разходите, които се получават, като от необходимите приходи за топлинна енергия се изваждат променливите разходи за топлинна енергия. Представяват сумата от постоянните разходи и възвръщаемостта на капитала за топлинна енергия.

27. Променливи разходи за производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода, хил. лв. - част от променливите разходи за топлинна енергия, получена като произведение на променливите разходи за производство на топлинна енергия и коефициента на разходите, определен в справка № 6.

28. Променливи разходи за производство на топлинна енергия с топлоносител водна пара, хил. лв. - това са разходите, които се получават, като от променливите разходи за топлинна енергия се изваждат променливите разходи за топлинна енергия с гореща вода.

29. Производствена цена на топлинната енергия $C_{пр}$ - представлява отношението на необходимите приходи за производство на топлинна енергия и топлинната енергия, отпусната към преноса.

30. Производствена цена на топлинната енергия с гореща вода.

31. Производствена цена на топлинната енергия с водна пара.

Забележка:

Основен показател за правилното спазване на методологията на разпределяне на разходите между електрическата и топлинната енергия е отношението на цените на топлинната към електрическата енергия от производството. Сравнението на този показател за отделното дружество със средния за всички дружества е критерий за оценка на нивото на цените.

Раздел II

“ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ ПОКАЗАТЕЛИ В ПРЕНОСА”

В справката се изчисляват цените, по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на потребителите, като са посочени количествата топлинна енергия, с топлоносители гореща вода и водна пара за разпределение (продажба), технологичните разходи по преноса и топлинната енергия отпусната от производството към преноса.

1. Топлинна енергия за разпределение:

- за гореща вода - сумарната стойност на индивидуалните показания на всички топломери в отоплявания район – битови и стопански, намалени с утвърдените от комисията технологични разходи на топлинна енергия в абонатните станции, собственост на преносното предприятие (продадената топлинна енергия на потребителите), а прогнозните количества съобразно маркетингови проучвания за необходимостта от топлинна енергия с гореща вода;

- за водна пара - топлинната енергия, отчетена на границата на собственост между производителя или преносното предприятие и потребителя), а прогнозните количества съобразно със сключените договори и спецификации към тях.

2. Технологични разходи по преноса – отчетените се получават като разлика между отпуснатата топлинна енергия към преноса и топлинната енергия за разпределение (продажба), а прогнозните - на база отчетен период, съобразени с производствената и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите.

3. Отпусната топлинна енергия към преноса - количеството топлинна енергия (с гореща вода и водна пара), отчетена на границата на собственост на базата на средства за търговско измерване (продадената топлинна енергия от топлоизточника на преноса и пряко присъединени потребители).

4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – получава се, като необходимите приходи за производство на топлинна енергия с гореща вода плюс необходимите приходи за пренос на топлинна енергия с гореща вода се разделят на количеството топлинна енергия с гореща вода за разпределение (продажба):

$$C_{гв} = (НП_{\text{произ}}^{\text{гв}} + НП_{\text{пренос}}^{\text{гв}}) / Q_{\text{п}}^{\text{гв}}, \text{ лв./MWh.}$$

5. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – необходимите приходи за производство на топлинна енергия с водна пара, разделени на количеството топлинна енергия с водна пара за разпределение (продажба):

$$C_{\text{вп}} = (\text{НП}_{\text{произ}}^{\text{вп}}) / Q_{\text{р}}^{\text{вп}}, \text{ лв./MWh.}$$

Забележки:

1. Количеството продадена топлинна енергия с топлоносител водна пара е разликата между подадената към консуматора топлинна енергия с топлоносител водна пара и върнатата от консуматора топлинна енергия с кондензата.

2. При ценообразуването приходите от топлоносител се изваждат от разходите на дружеството.

Раздел III

“ИЗЧИСЛЯВАНЕ НА КОЕФИЦИЕНТИ ЗА РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА РАЗХОДИТЕ”

В справката се изчисляват коефициентите за разпределяне на отделните групи и видове разходи по продукти на производството.

1. Произведена прегрята пара от парогенераторите $D_{\text{пп}}$ - количеството на прегрята пара, произведено от отделния парогенератор през отчетния период, която се определя по коригираните показания на разходомерите. Общо за централата $D_{\text{пп}}$ се определя като сума от количеството прегрята пара, произведена от всички парогенератори, а прогнозната според необходимостта от топлинна енергия, гарантираща надеждната експлоатация на съоръженията.

2. Енталпия на прегрята пара $h_{\text{пп}}$ - определя се за средните през отчетния период температура и налягане на прегрята пара.

3. Разход на питателната вода $G_{\text{пв}}$ - количеството питателна вода, подадено към отделния парогенератор през отчетния период; определя се по показанията на разходомера на вход. Общо за централата $G_{\text{пв}}$ се определя като сума от количествата питателна вода, подадена към всички парогенератори, а прогнозния съгласно прогнозното количество прегрята пара.

4. Средна температура на питателна вода $t_{\text{пв}}$ – среднопретеглената температура на питателната вода за отчетния период.

5. Енталпия на питателна вода $h_{\text{пв}}$ - определя се за средните през отчетния период температура и налягане на питателната вода.

6. Произведена топлинна енергия от енергийни парогенератори - бруто $Q_{\text{к}}$ - количеството топлинна енергия, произведено от отделния парогенератор през отчетния период; определя се по следната формула:

$$Q_{\text{к}} = (D_{\text{пп}} \cdot h_{\text{пп}} - D_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}}) / 3600, \text{ MWh.}$$

Количеството топлинна енергия от всички парогенератори се сумира за отчетния период, за да се получи общо за централата, а прогнозното количество се пресмята съответно с прогнозното количество прегрята пара.

7. Средно претеглено КПД на парогенераторите.

8. Коефициент на загубите на топлина η - с този коефициент се отчитат загубите на топлинна енергия в топлинната схема на електроцентралата. Определя се от графична зависимост, ако има такава, построена за конкретна топлинна схема.

В противен случай може да се възприеме един от следните начини:

$$-\eta = Q_0 \cdot 3600 / [Q_{\text{к}} - (D_{\text{роу}} \cdot (h_{\text{роу}} - h_{\text{пв}}))];$$

- нормативно за топлофикационни централи $\eta = 0,98-0,99$.

9. Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата - $K_p^{ен.ч}$. Определя се по следната формула:

$$K_p^{ен.ч} = \frac{(\eta_e / \eta_{реф.е.})}{(\eta_e / \eta_{реф.е.} + \eta_t / \eta_{реф.т})}$$

където:

$\eta_e = E_{бр} / Q_{екв. г. ен.ч}$ - ефективност за производство на електрическа енергия в енергийната част на централата;

$Q_{екв. г. ен.ч}$ - еквивалентна енергия на общото количество гориво в енергийната част на централата, в MWh;

$\eta_{реф.е}$ - хармонизирана референтна стойност на ефективност за производство на електрическа енергия за разделно производство, определена съгласно хармонизираните референтни стойности на ефективност за разделно производство на електрическа енергия и след прилагането на коригиращите фактори във връзка с климатичните условия и за избегнати загуби от мрежата, определени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За средногодишна прогнозна температурата на въздуха за съответното населено място се приема посочената стойност в Наредба 15 за техническите правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обекти и съоръжения за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, Приложение № 11 към чл. 194, ал. 1 и ал. 2;

$\eta_t = Q_{пр.ен.ч} / Q_{екв. г. ен.ч}$ - ефективност за производство на топлинна енергия в енергийната част на централата;

$Q_{пр.ен.ч}$ - отпусната топлинна енергия към преноса от енергийната част на централата, където освен енергийна част с ПГ, ДВГ и ГТ с котел-утилизатор и др. в централата са монтирани и водогрейни и/или промишлени парни котли, и същите през разглеждания период се предвижда да бъдат в експлоатация, отпусната топлинна енергия към преноса от енергийната част се определя като от отпусната топлинна енергия към преноса общо от централата се извади количеството на произведената топлинна енергия с топлоносител водна пара от промишлените парни котли и количеството на произведената топлинна енергия с топлоносител гореща вода от водогрейните котли;

$\eta_{реф.т}$ - хармонизирана референтна стойност на ефективност за разделно производство на топлинна енергия, определена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;

10. Топлинна енергия за електроенергия $Q_{ел}$ - това е количеството топлинна енергия, използвана за производство на електрическа енергия.

$$Q_{ел} = Q_{екв. г. ен.ч} * K_p^{ен.ч}$$

11. Условно гориво за производство на електрическа енергия, $t_{у.г.}$.

12. Условно гориво за производство на топлинна енергия, $t_{у.г.}$.

13. Коефициент на разпределение на УПР за производство.

14. Разход на остра пара на турбините, t/h.
15. Енталпия на остра пара на турбините, kJ/kg.
16. Разход на пара от промишления пароотбор на турбините $D_{\text{ппо}}$ - определя се по показанията на разходомерите, монтирани на промишления пароотбор на турбините.
17. Енталпия на пара от промишления пароотбор на турбините $h_{\text{ппо}}$ - определя се по данните за налягането и температурата на парата в промишления пароотбор.
18. Разход на пара на изхода от РОУ $D_{\text{роу}}$ - определя се по показанията на разходомерите или чрез баланса на РОУ.
19. Енталпия на пара на изхода от РОУ $h_{\text{роу}}$ - определя се по налягането и температурата на парата след РОУ.
20. Количество купена електрическа енергия:
 - за топлоизточника;
 - за преноса.
21. Разход на пара от промишлен парен котел $D_{\text{пк}}$ - определя се по показанията на разходомера.
22. Енталпия на пара от промишлен парен котел $h_{\text{пк}}$ - определя се по налягането и температурата на парата.
23. Разход на върнат кондензат от консуматорите $G_{\text{вр.к}}$ - количеството върнат кондензат, който отговаря на определените изисквания за повторно използване в цикъла и се отчита на границата на собственост. Когато не отговаря на тези определени изисквания, той се счита за невърнат.
24. Енталпия на върнат кондензат от консуматорите $h_{\text{вр.к}}$ - определя се по налягането и температурата на кондензата.
25. Количество на добавъчната вода за цикъла $G_{\text{хов}}$ - това е количеството добавъчна вода, която е обезсолена, за компенсиране на невърнатия кондензат от консуматорите, загубите на пара и кондензат в цикъла. Измерва се чрез разходомер или водомер, монтиран след ХВО и изпарителите или пред деаераторите в турбинен цех, а при наличие на резервоари за запасен кондензат - и по баланс на тях.
26. Енталпия на добавъчната вода $h_{\text{хов}}$ - определя се по температурата на добавъчната вода от водоизточника.
27. Общ разход на мрежова вода в централата, m^3 .
28. Общ разход на добавъчна вода към топлопреносната мрежа, m^3 .
29. Отпусната топлинна енергия с добавъчната вода (подпитката).
30. Разходи за гориво за електрическа енергия - получават се, като общите разходи за горива за производство се умножат с коефициента на разпределение (K_p или K_p (тфец) в зависимост от работата на съоръженията през разглеждания период).
31. Горивна компонента в стойността на електрическата енергия - получава се, като разходите за гориво за електрическа енергия се разделят на произведената електрическа енергия – бруто за отчетния период.
32. Разходи за гориво за топлинна енергия - това е разликата, получена като от общите разходи за горива за производство се извадят разходите за гориво за електрическа енергия.
33. Горивна компонента в производствената цена на топлинната енергия - получава се, като разходите за гориво за топлинна енергия се разделят на отпуснатата топлинна енергия с гореща вода и водна пара от топлоизточника към преноса и пряко присъединени потребители.
34. Разходи за гориво за топлинна енергия с гореща вода - определят се като разлика между разходите за гориво за топлинна енергия и разходите за гориво за топлинна енергия с водна пара.

35. Разходи за гориво за топлинна енергия с водна пара – определят се, като горивната компонента в производствената цена на топлинната енергия се умножи по отпуснатата топлинна енергия към преноса с топлоносител водна пара $Q_{\text{пр,п}}$.

36. Коефициент на разходите - отношение на разходите за гориво за топлинна енергия с топлоносител гореща вода към общите разходи за гориво за топлинна енергия.

Със заявленията се представя и следната информация:

1. Спецификация за месечни и годишни данни за прогнозни натурални показатели и съоръженията за производство (топлинна енергия и електрическа енергия за реализация, пренос и производство, както и необходимите горива за производство).

2. Паспортни данни на основни съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия (инсталации за комбинирано производство).

3. Паспортни данни на основни съоръжения за производство на топлинна енергия (водогрейни котли и промишлени парни котли).

Забележки:

1. В електронния формат на справките клетките, в които има заложен формули, са оцветени в бял цвят и не се попълват.

2. Централите без производство на електрическа енергия попълват само наличните позиции от справките и образуват цени, като всички разходи в производството се разпределят към топлинната енергия.

3. Приходите от присъединяване, услуги и невърнат топлоносител се изваждат от необходимите годишни приходи на съответното предприятие при определяне на цената на топлинната енергия.

4. Приложенията с електронните таблици към Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ могат да се намерят на страницата на ДКЕВР в интернет на адрес: www.dker.bg

ГЛАВА ЧЕТВЪРТА

Образуване на цените на топлинната енергия

АЛГОРИТЪМ ЗА ИЗЧИСЛЕНИЕ

1. Цени, по които производителите продават топлинна енергия

1. Определяне на необходимите годишни приходи за производство на топлинна енергия $НП_{(ен)}$ по следната формула: $НП_{(ен)} = P_{(ен)} + V_{(ен)}$, където:

$НП_{(ен)}$ са необходимите годишни приходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$P_{(ен)}$ - признатите годишни разходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$V_{(ен)}$ е възвръщаемостта за производство на топлинна енергия, хил. лв.

1.1. Определяне на признатите годишни разходи за производство на топлинна енергия $P_{(ен)}$ по следната формула:

$$P_{(ен)} = P_{УПР} + P_{пр},$$

където:

$R_{(ep)}$ са признатите годишни разходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$R_{упр}$ - признатите годишни условно-постоянни разходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$R_{пр}$ - признатите годишни променливи разходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.

1.2. Определяне на възвръщаемостта за производство на топлинна енергия $V_{(ep)}$ по следната формула:

$$V_{(ep)} = РБА_{(ep)} \cdot НВ,$$

където:

$V_{(ep)}$ е възвръщаемостта за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$РБА_{(ep)}$ - регулаторната база на активите за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$НВ$ - нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане.

1.2.1. Определяне на призната от комисията топлинна мощност на производителя $M_{приз}$, MW.

- извършва се анализ на динамиката на промяна на максималната консумация на топлинна енергия по топлоносители, измерена на изход централа, която се доказва чрез показанията на приборите за измерване в продължение на минимум един час в MW за последните три години;

- извършва се анализ на сумарната величина на инсталираните мощности на топлинна енергия по топлоносители в централата и техническото им състояние;

- комисията признава на производителя топлинната мощност по топлоносители в производството, която едновременно се използва и покрива максималната консумация на топлинна енергия в MW.

1.2.2. Определяне на регулаторната база на активите $РБА$ по следната формула:

$$РБА_{(ep)} = А - \Phi - А_m + ОК,$$

където:

$РБА_{(ep)}$ е регулаторната база на активите за енергийното производство, хил. лв.;

$А$ - признатата отчетна стойност на активите, които се използват и имат полезен живот;

Φ - стойността на активите, които са придобити по безвъзмезден начин;

$А_m$ - амортизацията за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност;

$ОК$ - необходимият оборотен капитал.

Забележка:

Признатата стойност на активите $А$, които се използват и имат полезен живот, се определя в зависимост от стойността на призната от комисията топлинна мощност на производителя $M_{приз}$, MW.

1.2.3. Определяне на нормата на възвръщаемост на капитала за енергийното предприятие $НВ$ по формула в т. 35, на раздел трети в глава втора от настоящите указания.

2. Определяне на еднокомпонентна цена на топлинната енергия $Ц_{(те)}$ от енергийното производство по следната формула: $Ц_{(те)} = НП_{(ep)} \cdot 1000 / Q_{отп,пр}$,

където:

$Ц_{(те)}$ е цената на топлинната енергия от енергийното производство, лв. MWh;

$НП_{(ep)}$ са необходимите годишни приходи за производство на топлинна енергия, хил. лв.;

$Q_{отп,пр}$ е количеството топлинна енергия, отпуснато към преноса, MWh.

3. Определяне на месечната сума (плащане) за топлинна енергия по еднокомпонентна цена $SUM_{мес}$ от енергийното производство по следната формула: $SUM_{мес} = C_{(те)} \cdot Q_{отп,пр}$, където: $SUM_{мес}$ е месечната сума (плащането) за топлинна енергия по еднокомпонентна цена от енергийното производство, лв.; $C_{(те)}$ - цената на топлинната енергия от енергийното производство, лв./MWh; $Q_{отп,пр}$ - количеството топлинна енергия, отпуснато към преноса за месеца, MWh.

II. Цени, по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на потребителите

Повтарят се пресмятанията по т. 1 за топлопреносното предприятие.

ГЛАВА ПЕТА

Определяне на цени за присъединяване на потребители и производители на топлинна енергия към топлопреносната мрежа

1. Цената за присъединяване на потребители към топлопреносната мрежа се образува на базата на дейностите, свързани с непосредственото присъединяване на нови потребители в съответствие с изискванията на наредбата по чл. 125, ал. 3 от ЗЕ и определени от комисията човекочасове за извършване им, диференцирани в зависимост от мощността на присъединяваната абонатна станция и вида на топлоносителя. В електронния модел справките са подредени в следната последователност:

- справка № 1 “Часови ставки”;
- справка № 2 “Потребители на топлинна енергия с гореща вода”;
- справка № 3 “Потребители на топлинна енергия с водна пара”.

СПРАВКА № 1

“ЧАСОВИ СТАВКИ”

Посочват се часовите ставки на участниците в процеса по присъединяване на нови потребители. Топлопреносните предприятия представят индивидуалните часови ставки на участниците в процеса по присъединяване. Индивидуалната часова ставка се изчислява в зависимост от разхода за заплата, разходите за социално и здравно осигуряване на енергийното предприятие.

СПРАВКА № 2

“ПОТРЕБИТЕЛИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ С ГОРЕЩА ВОДА”

Справката съдържа необходимите човекочасове за дейностите по присъединяване на потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и цените за присъединяване, диференцирани по мощност.

СПРАВКА № 3

“ПОТРЕБИТЕЛИ НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ С ВОДНА ПАРА”

Справката съдържа необходимите човекочасове за дейностите по присъединяване на потребители на топлинна енергия с топлоносител водна пара и цените за присъединяване, диференцирани по мощност.

2. Цената за присъединяване на производители към топлопреносната мрежа се образува на базата на дейностите и разходите на топлопреносните предприятия за подготовка и включване на съоръженията на производителите към мрежите, в съответствие с изискванията на наредбата по чл.125, ал.3 от ЗЕ.

Забележка:

Приложенията с електронните таблици към Определянето на цени за присъединяване на потребители и производители на топлинна енергия към топлопреносната мрежа, могат да се намерят на страницата на ДКЕВР в интернет на адрес: www.dker.bg

Указанията са разработени на основание чл.36, ал.1 от Закона за енергетиката и чл.4, ал.5 във връзка с чл.3, ал.2, т.1 от Наредба № 5 от 23 януари 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия и чл. 2, т. 2, чл. 4, ал.2, т. 1 и чл. 25 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия. Настоящите Указания са приети с протоколно Решение № 30 от 24.02.2014 г. по т. 2 на ДКЕВР.