

FRI-9.2-1-THPE-03

METHODOLOGY FOR DISTRIBUTION OF FUEL COSTS IN COGENERATIVE PRODUCTION OF HEAT AND ELECTRICITY¹⁷

Senior Assistant Professor Ivan Denev, PhD

Dept. Mechanics Mechanical Engineering and Heat Engineering, Sliven, Bulgaria,

Technical University of Sofia

Phone: 087 938 4553

E-mail: ivan_denev.eng@abv.bg

Georgi Kolev – student

Department “Mechanics Mechanical Engineering and Heat Engineering” Sliven,

Technical University of Sofia

Abstract: The efficiency of a given production is defined as a ratio between the incurred costs and the achieved result. Production by cogeneration, i.e. the production, in which the same primary energy source is used for the joint production of two different products - thermal and electrical energy, causes a specific problem in the distribution of operating costs between the two generated products. Since there are usually significant fixed costs common to both products and there is no way to determine on the facts what proportion of these costs are attributable to one product or the other, the allocation of costs in such a multi-product enterprise is always arbitrary. The result is that different methods can be used to randomize these costs. The article examines the various methods and compares the results obtained at the Lukoil Neftohim TPP.

Keywords: cogenerative production, fuel costs

ВЪВЕДЕНИЕ

Ефективността на дадено производство се определя като съотношение между извършените разходи и постигнатия резултат. Съществено перо от извършените разходи са така наречените оперативни (Nikolov Ch., K. Atanasov, 2013). Те представляват разходите необходими за осъществяване на производствения процес, т.е. разходите, направени за развитието на основната дейност. Оперативните разходи включват различни елементи, основните от които могат да се определят по следния начин:

- разходи, свързани с потреблението на суровини или стоки - тези разходи са променливи и зависят от произведената продукция;
- разходи, свързани с труда - тези разходи са фиксирани, тъй като те не зависят от общото количество продукция;
- други постоянни оперативни разходи – тези разходи също са фиксирани, тъй като не варират, независимо от предлагания продукт - разходите за наем, застраховки, данъци, такси и др.

Производството чрез когенерация, т.е. производството, при което с един и същ първичен енергиен източник се извършва съвместно производство на два различни продукта - топлинна и електрическа енергия (Kostov, K., 2020), обуславя специфичен проблем при разпределянето на оперативните разходи между двата генерирани продукта. Тъй като обикновено има значителни фиксирани разходи, общи за двата продукта и няма начин въз основа на съответните факти да се определи какъв дял от тези разходи са приписани на единия или другия продукт, разпределянето на разходите в такова многопродуктово предприятие винаги е произволно. Резултатът е, че могат да се използват различни методи за произволно

¹⁷ Докладът е представен на Научната сесия на Секция „Топлотехника, хидравлика и пневматика“ на 25 Октомври 2024 г. с оригинално заглавие на български език: МЕТОДОЛОГИЯ ЗА РАЗПРЕДЕЛЯНЕ НА РАЗХОДИТЕ ЗА ГОРИВО ПРИ КОГЕНЕРАТИВНО ПРОИЗВОДСТВО НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ.

разпределяне на тези разходи. Това създава възможност за разпределяне на разходите към единия или другия продукт. Въпреки това, ако разпределението на разходите не отчита различните условия на търсене, пред които са изправени съвместните продукти и цените често се оказват не компенсирани. Следователно при разпределението на разходите трябва да се вземе предвид и търсенето на различните продукти, за да се постигне тяхната конкурентоспособност и печалба спрямо други алтернативни източници на пазара.

Когато се обмисля как да се разпределят разходите за производство на когенерационна инсталация към топлинна и електрическа енергия (Gochenour C., 2003), (Fallahi A., R. Ebrahimi, S. Ghaderi, 2011), (Zamaleev M., I. Gubin, V. Sharapov, E. Bushuev, 2018), е важно да се прави разлика между постоянните и променливите разходи на инсталацията, които обикновено се обработват отделно при различните методологии за разпределение на разходите. Фиксираните разходи обикновено включват капиталови разходи (вноски и лихви по заеми), разходи за труд, фиксирани разходи за поддръжка и ремонт и разходи за мощност, застраховка и т.н. Променливите разходи обикновено включват разходи за гориво и други производствени разходи, като смазочни материали, химикали, променливи разходи за поддръжка и ремонт. Най-важният променлив разход е разходът за гориво, който обикновено представлява 50-80 % от общите разходи за производство на топлинна и електрическа енергия.

Различните методологии за разпределение на разходите (Franco Al., F. Bellina, 2018), (Lisin E., T. Stepanova, P. Zhovtiak, 2016), обикновено обработват поотделно фиксираните разходи и променливите разходи за производство на топлина и електроенергия. Наличните днес методологии за разпределение на разходите включват следните методи:

- за разпределение на променливи разходи (VC): (а) термодинамични методи (т.е. енергиен метод (физически), работен метод и метод на ексергия), (б) методите на алтернативния начин на доставка на енергия, (в) пропорционален метод и (г) метод на разпределение на доходите;
- за разпределяне на постоянни разходи (FC): (а) методите на алтернативния начин на доставка на енергия, (б) методът на разпределение на ползите и (в) методът за споделяне на капацитета.

ИЗЛОЖЕНИЕ

Методи за разпределение на разходите за гориво при когенерационни системи

- Енергиен метод (VC);
- Работен метод (VC) ;
- Ексергичен метод (VC) ;
- Метод на алтернативния начин на топлоснабдяване (VC + FC);
- Метод на алтернативния начин на електроснабдяване (VC + FC);
- Пропорционален метод (VC) ;
- Метод на разпределение на ползите (VC + FC) ;
- Метод на споделяне на мощностите (FC);
- Метод на електрическите еквиваленти;
- Нормативен метод ;
- Икономически метод ;
- Метод на Карно.

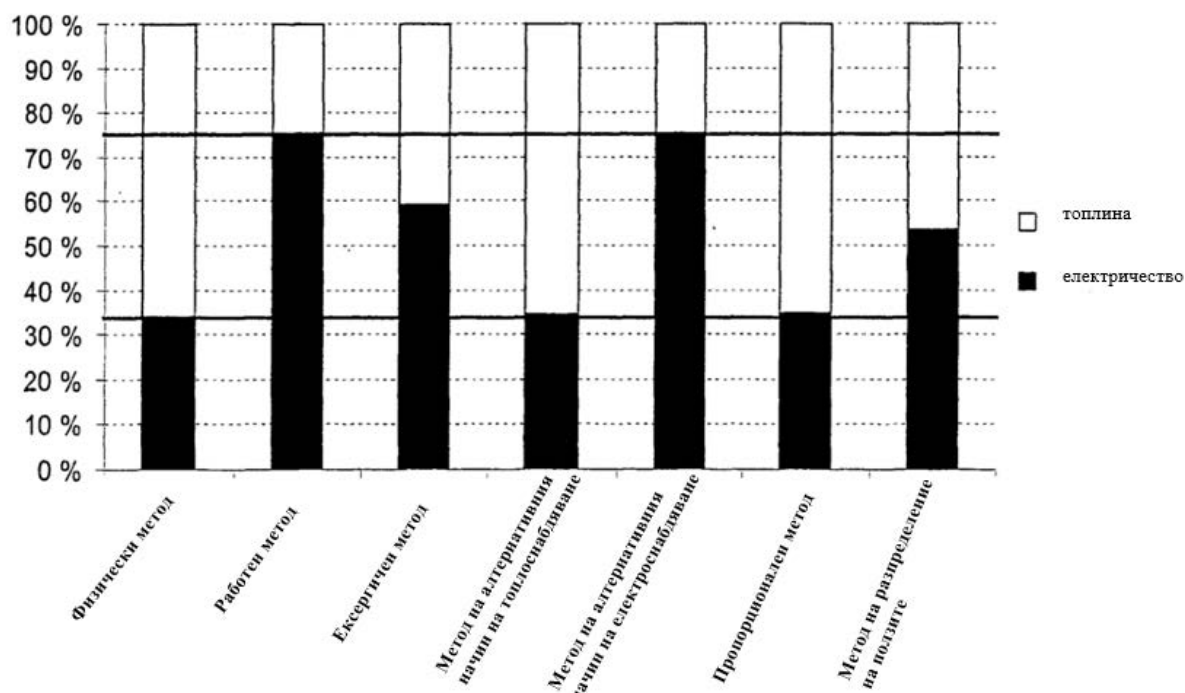
Сравнение на различни методологии за разпределяне на разходите

Различни методи за разпределение на разходите за разпределяне на променливи разходи могат да бъдат сравнени, като се направи прост пример за изчисление за два типични типа когенерационни инсталации, работещи в Европа, т.е. когенерационна централа с комбиниран цикъл на газова турбина (CCGT) и когенерационна инсталация, работеща с въглища. Изчисленията се основават на входни данни за когенерационни инсталации с типичен размер, представени в таблица 1.

Таблица 1: Входни данни за разпределение на променливите разходи на два примера за когенерационни централи:

		Природен газ (CCGT)	Въглища
P_e	Електрическа мощност, MW	120	60
Q_{th}	Топлинна мощност, MW	120	120
η	Ефективност	90%	88%
α	Съотношение електроенергия/топлина	1.0	0,5
Q_f	Разход на гориво, MW	267	205
t_{pl}	Часове на пиково натоварване, h/a	5000	5000
E	Производство на електроенергия, GWh	600	300
H	Производство на топлина, GWh	600	600
F	Разход на гориво, GWh	1,333	1,023
η_p	Ефективност на отделното производство на топлина	92%	90%
η_E	Ефективност на производството на кондензационна енергия	56%	39%

На фигура 1 е показано сравнение на различни методи за разпределяне на променливи разходи в централа, работеща с въглища, което отразява значителната условност на приложимите методи.



Фиг. 1. Сравнение на различни методи за разпределяне на променливи разходи

В таблица 2 са показани и типичните комбинации от методи за разпределение на фиксирани разходи с методи за разпределение на променливи разходи. Най-често фиксираният разход се разпределят към топлинна и електрическа енергия чрез използване на метода на алтернативния начин на енергоснабдяване (електричество/топлоенергия) или метода на разпределение на ползите. Обикновено методът за споделяне на капацитет се използва с термодинамични методи за разпределение на променливи разходи. Други комбинации са възможни, стига да избягват кръстосано субсидиране.

Табл. 2 Типични комбинации от методи за разпределение на променливи и постоянни разходи

Променливи разходи	Фиксирани цени		
	Алтернативен начин за доставка на енергия	Метод на разпределение на ползите	Метод за споделяне на капацитет
Енергиен метод			x
Метод на работа			x
Ексергичен метод			x
Алтернативен начин за доставка на енергия	x		
Пропорционален метод	x		x
Метод на разпределение на ползите		x	

Обект на изследване

Обект на изследването е топлоелектрическата централа към НПЗ „ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас“ АД. ТЕЦ е въведена в експлоатация 1963г. след което, поетапно е разширявана и модернизирана. В компановъчно и технологично отношение притежава характерните особености на своето време. Проектирана да работи на комбиниран принцип, електрическият товар е определян преимуществено на базата на топлинното потребление на завода.

Понастоящем в експлоатация са турбини ТГ-1, ТГ-3 и ТГ-4 и котлоагрегати КА 2, КА 7, КА 8 и КА 12, съответните тръбопроводи за пара, питателна и техническа вода, деаератори, помпи и друго спомагателно оборудване. Основните горива, изгаряни в КА, са природен газ (Пр. Г), СГГ и течено гориво. Необходимият за горенето въздух се засмуква от атмосферата и се нагнетява чрез два броя въздушни вентилатори (ВВ), подгръва се във въздухоподгревател (ВП) и се подава към горелките на КА. Налягането в пешна камера (ПК) се поддържа по-ниско от атмосферното (разреждане) чрез два броя димни вентилатори. Отделящите се при горенето димни газове се изсмукват с помощта на димните вентилатори, отдават топлината си в конвективна шахта (КШ), ВП и по два газохода се подават към комин. За да се избегне възникване на кондензация на димни газове, се следи температурата им да надвишава определена стойност, която зависи от вида на изгаряното гориво (за течни горива $t_{дг} > 180^{\circ}\text{C}$). За тази цел КА 7, 8 и 12 са окомплектовани с парни калорифери за предварително подгръване на въздуха преди щатния въздухоподгревател.

Използвани ресурси за работата на ТЕЦ

В момента ТЕЦ ЛНБ работи в колекторна схема на две налагания на свежата пара, система от РОУ за надеждна съвместна работа на основните съоръжения, парогенератори и парни турбини. Това гарантира непрекъснато производство на топлинна енергия с необходимите параметри за нуждите на технологичните съоръжения на рафинерията, както и съпътстващо, комбинирано, производство на електроенергия. Горивата, използвани за производство на топлинна енергия и електроенергия, са природен газ, котелно гориво и смесен горивен газ (СГГ) от рафинерията, като последните две горива са добивани в самата рафинерия, а СГГ трябва да се използва на място (тъй като няма пазар и е недопустимо изгарянето му на „факел“ в атмосферата).

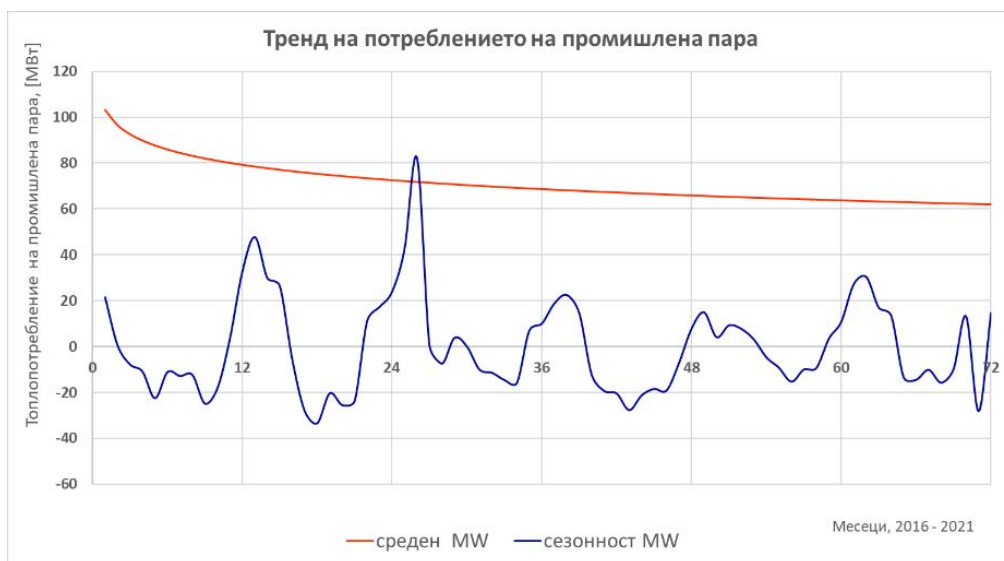
Анализ на топло и електропотреблението към момента

Отпуснатата топлинна енергия от ТЕЦ „Лукойл Нефтохим Бургас“ е показана на фиг. 2.



Фиг. 2 Отпусната топлинна енергия от ТЕЦ „Лукойл Нефтохим Бургас“

Трендът на топлоподаване с промишлена пара върви надолу, както е показано на фигурата по-долу, като се очаква да се стабилизира на ниво около 58-60 MW за 2024 г.



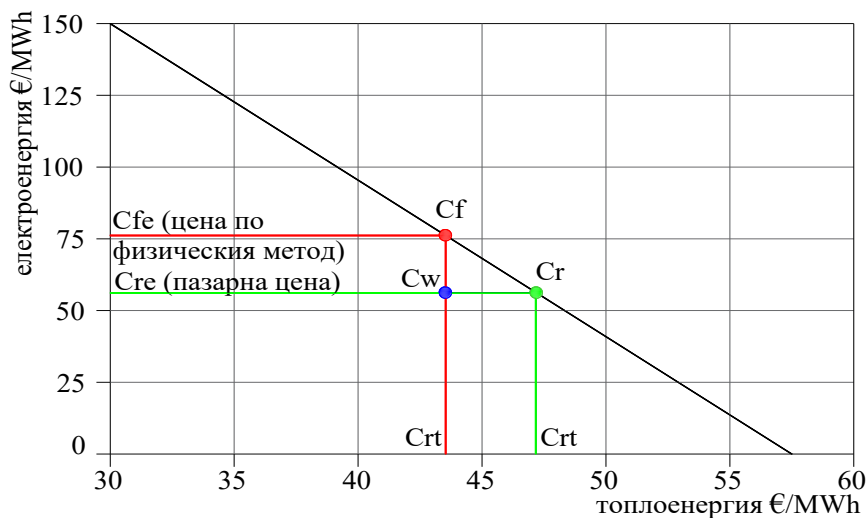
Фиг. 3. Тренд на потреблението на промишлена пара

Методология на изследването

В настоящото изложение ще се разгледа възможността за определяне на разходите към отделните генерирани енергийни продукти при когенерация без тези разходи да се диверсифицират, както и възможността при определянето на разходите да бъдат отчетени и разходите за генерирани допълнителни продукти от когенерацията.

Определянето на показателите на топлинната и икономическата ефективност на топлоелектрическите централи и като следствие формирането на тарифите за електроенергия и топлоенергия, при комбинираният добив на енергия, в чисто математически аспект

представлява обикновено Диофантово уравнение, едното неизвестно на което се определя предварително в зависимост от зададени по целесъобразност физически, технически или икономически критерии. Още в началото на развитие на топлоелектрическите централи е разработен нагледен метод за визуализация на решенията, наречен триъгълник на Гинтер (фиг. 4).



Фиг. 4 Триъгълник на Гинтер

Прилагането, на който и да е вариант за разделяне на съвкупните разходи за гориво по видовете продукция, води до решение на първата поставена цел с уговорката, че всеки метод предполага целесъобразност при използването му. Отчитайки обстоятелството, че за покриване на товарите е нужно да работи само една турбина ПТ-50-130 /560, се предлага нов подход, който се базира на режимните характеристики на машината. Метода позволява да се определят показатели, които еднозначно характеризират топлинната и икономическата ефективност на централата без да се налага диверсификация на разходите за гориво.

Известно е, че алгебричната форма на режимната диаграма на турбина с две пароотнемания в зависимост от електрическия (W), промишления (DP) и топлофикационния товар (DT) е от вида:

$$D = d_0 + d_E.W + y_P.DP + y_T.DT \quad (1)$$

където:

- d_0 [t/h] – специфичните разходи на свежа пара за празен ход;
- d_E [t/MWh] – коефициент отчитащ добива на електроенергия;
- y_P и y_T са коефициентите за недоизползване на енталпийния пад съответно за промишленото и топлофикационното паротнемане. По дефиниция:

$$y_P = \frac{(i_p - i_k)}{(i_o - i_k)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad y_T = \frac{(i_T - i_k)}{(i_o - i_k)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (2)$$

В зависимостите (2) участват енталпиите на:

- свежата пара $i_o = 3480$ [kJ/kg];
- промишленото пароотнемане $i_P = 3090$ [kJ/kg];
- топлофикационното пароотнемане $i_T = 2700$ [kJ/kg];
- пароотнемането в кондензатора $i_k = 2280$ [kJ/kg].

Същевременно коефициентите за недоизползване на енталпийния пад характеризират увеличението на разхода на пара през турбината ($D_o - D_k$) отнесен към разхода на пара през съответното паротнемане:

$$y_p = \frac{(D_o - D_k)}{(D_p)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad y_T = \frac{(D_o - D_k)}{(D_T)}, \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3)$$

По своят физически смисъл те представляват специфичен разход на свежа пара за отпусната топлоенергия през промишленото и топлофикационното паротнемане. Съгласно техническите данни на турбината при номинални параметри на парата и включена регенерация уравнение (1) се конкретизира:

$$D = 10 + 3.6W + 0.68DP + 0.35DT \quad (4)$$

От уравнението на правия баланс на парогенератора следва:

$$B_y. H_u. \eta = D.(i_o - i_{sw}) + D_{pr}.(i_H - i_{sw}) \quad (5)$$

където:

енталпията на парата в барабана $i_H = 1550 \text{ [kJ/kg]}$;

захранващата вода $i_{sw} = 950 \text{ [kJ/kg]}$;

долна топлина на изгаряне на условното гориво $H_u = 29300 \text{ [kJ/kg]}$

количеството на продухваната вода $D_{pr}=0,05D$.

След заместване с числените стойности се получава съотношението:

$$\frac{B_y}{D} = \frac{(3480-950)+0,05(1550-950)}{0,85.23900} = 0.13 \quad (6)$$

В зависимост (6) КПД (η) се редуцира от 0,9 на 0,85 заради загубите по паропроводите до стопорния клапан на турбината и необходимостта да се поддържат двата турбинни байпаса /БРОУ/ в горещ резерв. Така разхода на условно гориво B_y , [kJ/kg] на паротурбинната инсталация е:

$$B_y = 0.13D=1.3+0.47W+0.088DP+0.046DT \quad (7)$$

В уравнение (7) коефициентите $dE=0.47 \text{ [tCF/MWh]}$, $y_P=0.088 \text{ [tCF/t]}$ и $y_T=0.046 \text{ [tCF/t]}$ са специфичните разходи на условно гориво за единица продукция, а $d_0=1.3 \text{ [t/h]}$ разход на условно гориво за работа на турбината на празен ход и представляват необходимите и достатъчни технико-икономически критерии за оценка ефективността на паротурбинната инсталация. За унификация и съпоставка с технико-икономическите показатели нормирани посредством физическия метод, специфичните разходи на условно гориво $y_P=0.088 \text{ [tCF/t]}$ и $y_T=0.046 \text{ [tCF/t]}$ за отпусната пара е целесъобразно да се преизчислят в специфични разходи на условно гориво за отпусната топлоенергия – съответно от промишленото $Q_P \text{ [MWh]}$ и топлофикационното $Q_T \text{ [MWh]}$ паротнемане:

$$\begin{aligned} Q_P &= 3,6.103DP[i_P - abc.abc - (1 - abc). i_{aw}] \\ Q_T &= 3,6.103DT[i_T - abc.abc - (1 - abc). i_{aw}] \end{aligned} \quad (8)$$

Обратния кондензат се приема и окачествява в ТЕЦ, но не се връща в топлинната схема, а се добавя към обезсолената вода и се използва като процесна вода в рафинерията. Поради тази причина неговия дял в баланса на централата $abc=0$ и зависимости (8) се модифицират в:

$$\begin{aligned} Q_P &= 3,6.103DP(i_P - i_{aw}) \\ Q_T &= 3,6.103DT(i_T - i_{aw}) \end{aligned} \quad (9)$$

При енталпия на добавъчната вода $i_{aw}=126[\text{kJ/kg}]$, се получава:

$$\begin{aligned} DP &= 1,21QP \\ DT &= 1,39QT \end{aligned} \quad (10)$$

След направените преобразования уравнение (7) за целогодишна експлоатация на турбината добива следния окончателен вид:

$$B_y = 0,13.D = 11388 + 0,47.W + 0,1.QP + 0,06.QT \quad (11)$$

Реално централата потребява повече гориво от определеното по формула (11). Причината е, че значителни количества пара от двете пароотнемания се използват за вътрешно потребление в централата, като поддържане в горещ резерв на мазутното стопанство, подгряване на въздуха в парни калорифери преди котлите, разпръскване на течното гориво в горелките, за пароспътници, отопление, пропарвания и прочие. Определянето на тази енергия следва да се извърши по балансов път и да се отчете, като се добави като абсолютна стойност към $d_0[t/h]$, или да се използва „разчетна разполагаема“ вместо „долна работна“ топлина на изгаряне на горивото във формула (7).

Втората цел не може да се реши по традиционния метод с диверсификация на разхода за гориво. При определянето на условията и договореностите за преобразуване на заводската ТЕЦ в самостоятелно юридическо лице стана очевидно, че ако централата продава добитата електроенергия на цени близки до пазарните, а топлоенергията по себестойност определена по физическия метод, поради високата стойност на горивата, централата не би могла да функционира като предприятие, защото работната точка се получава под линията на рентабилност /хипотенузата/ на триъгълника на Гинтер т. С_w на фигура 6. Намирането на задоволително решение е възможно по известния метод на "разделната рентабилност". При наличие на пазарна цена на единият продукт (електроенергията) се сключва договор и се осъществява продажбата му, без да се определят компонентите на неговата себестойност. Финансовия резултат от реализацията се вади от общите разходи (постоянни и променливи), като остатъкът се отнася към производството на другия продукт (топлоенергия). В триъгълника на Гинтер – фиг.6. това разпределение съответства на т. Ст. Значителния дял на обезсолена вода в общите постъпления трансформира задачата в триизмерна, като геометрическата интерпретация се променя от триъгълник на пирамида – фиг. 8. Използвайки този подход отпада необходимостта от разделяне разхода на гориво между електроенергията и топлоенергията. Такава е практиката в Германия, Франция, Дания и повечето страни в Европейския Съюз.

Така цената на топлоенергията CT [Лв/MWh] се определя от следната формула:

$$C_T = \frac{(S_v + S_p) - S_E - S_{dw}}{Q_T} \quad (12)$$

където стойността на променливите разходи (S_v), постоянните разходи (S_p), стойността на реализираната електроенергия (S_E) и стойността на реализираната обезсолена вода (S_{dw}) се измерват в [Лв], а отпуснатата топлоенергия Q_T [MWh]. Очевидно:

$$S_E = CE(W) \quad \text{и} \quad S_{dw} = C_{dw}(O) \quad (13)$$

като CE [Лв/MWh] и C_{dw} [Лв/t] са съответно цените на продадената електроенергия и тази на обезсолена вода, а W [MWh] и O [t] съответните количества за разглеждания период.

Стойността на променливите разходи S_v [Лв] се определят като сума от разходите за гориво S_f [Лв], реагенти SR [Лв] и спомагателни ресурси SAR [Лв] като азот, сурова вода, технически въздух и прочие:

$$S_v = S_f + S_R + S_{AR} \quad (14)$$

Стойността на горивото също е сума от разходите за различните по вид горива използвани в топлоелектрическата централа:

$$S_f = S_{bf} + S_m + S_{bg} \quad (15)$$

Тук със S_{bf} [Лв], S_m [Лв] и S_{bg} [Лв] са означени разходите за: котелно гориво, природен газ и заводските горивни газове.

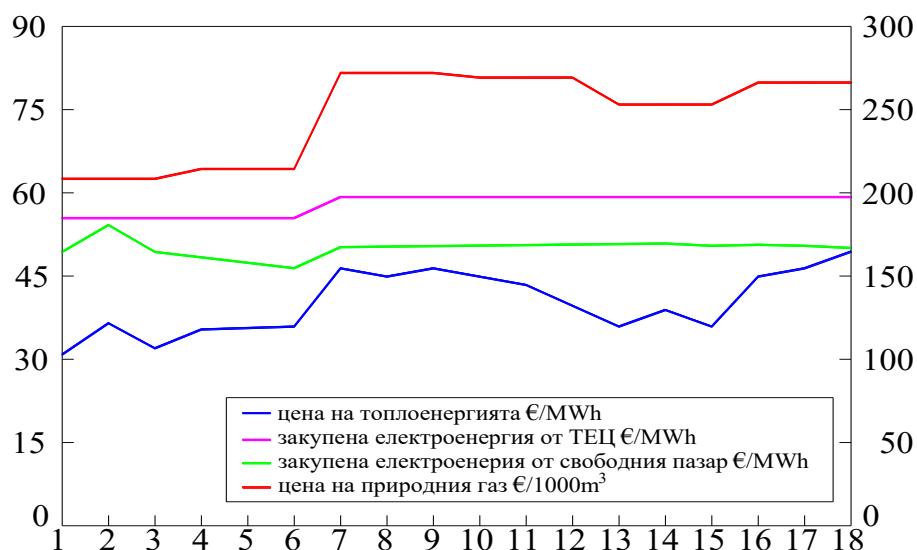
Постоянните разходи SP [Лв] се определят по формулата:

$$S_p = \sum_{k=0}^n S_s + S_{win} \quad (16)$$

където се сумират стойностите (S_s) на материалите невяключени в променливите разходи, амортизационните отчисления, разходите за ремонт, лихви по кредитите и др. Добавя се и регламентирана печалба (S_{win}) която трябва да обезпечава известна възвращаемост на капитала.

Предложения метод за определяне на топлинната ефективност е логичен и термодинамично обоснован. Резултатите са правдоподобни при включена регенерация и несъществени отклонения от проектните начални параметри на свежата пара. Методът е по-прецизен от физическия метод защото вместо един обобщен, въвежда за всяко пароотнемане отделен специфичен разход на гориво за отпусната топлоенергия, както и специфичен разход за празен ход. Така определените технико-икономически показатели лесно могат да се използват за целите на оперативното планиране – достатъчно е да се знае очакваното потребление на електроенергия и топлоенергия за промишлени и отоплителни цели за разглеждания период. Отпада необходимостта да се въвеждат летни и зимни разходни норми, защото специфичния разход на гориво за добив на електроенергия, вече не зависи от топлинния товар и неговото сезонно потребление. Паралелната работа на друга турбина не е оправдано икономически и дори да се случи по някаква причина, то е кратковременно и не може да внесе сериозна неточност. Ако все пак това е факт за по-дълъг период няма проблем да се отчете относителния дял за всяка машина в коефициентите на уравнение (4). Метода става трудно приложим при паралелна работа на повече от две разнотипни турбини. В този случай изглежда по-приемлив изложения термодинамичен поход.

За обобщаване на резултатите и анализ на приложимостта на предложения метод на фигура 5 са представени цените на основните енергоресурси за рафинерията от енергийния пазар и доставка от топлоелектрическата централа за 18 месечен период (юни 2018 г. до февруари 2020 г.). Вижда се, че цената на природния газ за периода бележи ръст от 28,77 %, докато усреднената цена на купената от свободния пазар електроенергия за основните дейности на НПЗ за същия период се е покачила само с 3,3%. Цената на електроенергията от топлоелектрическата централа следва тази тенденция и бележи увеличение едва с 2,6 %, докато цената на топлоенергията нараства с 54 %, като практически се изравнява с цената на електроенергията. Такова изравняване на цените несъмнено е термодинамически необосновано. Цената на обезсолена вода за периода не е променяна.



Фиг. 5 Изменение на цените на енергоносителите

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Стойностите на разходите за топлина и електроенергия, получени при изчислението по предложения метод, се сравняват с „физическия“ метод. Тъй като методът въвежда за всяко пароотнемане отделен специфичен разход на гориво за отпусната топлоенергия, както и специфичен разход на празен ход, не е необходимо въвеждането на летни и зимни норми на потребление. Така специфичният разход на гориво за производство на електроенергия вече не зависи от топлинния товар и сезонното му потребление. Сравнение на получените резултати с физическия метод е показано в Таблица 3.

Таблица 3 Сравнение на получените резултати от двата метода

Индикатор	Параметър (дименсия)	Метод „Турбинен режим“	„Физически“ метод
Специфичен разход на условно гориво за производство на електроенергия	d_E , [tCF/MWh]	0,47	Зима 0,300 Лято 0,326
Специфичен разход на условно гориво за производство на топлинна енергия	y_p , [tCF/MWh] y_r , [tCF/MWh]	0,088 0,046	0,146
Специфичен разход на условно гориво за работа на турбината на празен ход	d_0 , [t/h]	1,3	-

Предложеният метод за определяне на топлинната ефективност е логичен и термодинамично обоснован. Резултатите са правдоподобни при включена регенерация и незначителни отклонения от проектните параметри на прясната пара. Методът е по-прецизен от физическия, тъй като вместо общ, въвежда за всяко пароотнемане отделен специфичен разход на гориво за отпусната топлоенергия, както и специфичен разход на празен ход. Така определените технико-икономически показатели лесно могат да се използват за целите на оперативното планиране – достатъчно е да се знае очакваното потребление на електроенергия и топлоенергия за промишлени и отоплителни цели за разглеждания период. Отпада необходимостта да се въвеждат летни и зимни разходни норми, защото специфичният разход

на гориво за добив на електроенергия, вече не зависи от топлинния товар и неговото сезонно потребление. Паралелната работа на друга турбина не е оправдано икономически и дори да се случи по някаква причина, то е кратковременно и не може да внесе сериозна неточност. Ако все пак това е факт за по-дълъг период няма проблем да се отчете относителния дял за всяка машина в коефициентите на уравнение (4). Метода става трудно приложим при паралелна работа на повече от две разнотипни турбини. В този случай изглежда по-приемлив изложението термодинамичен поход.

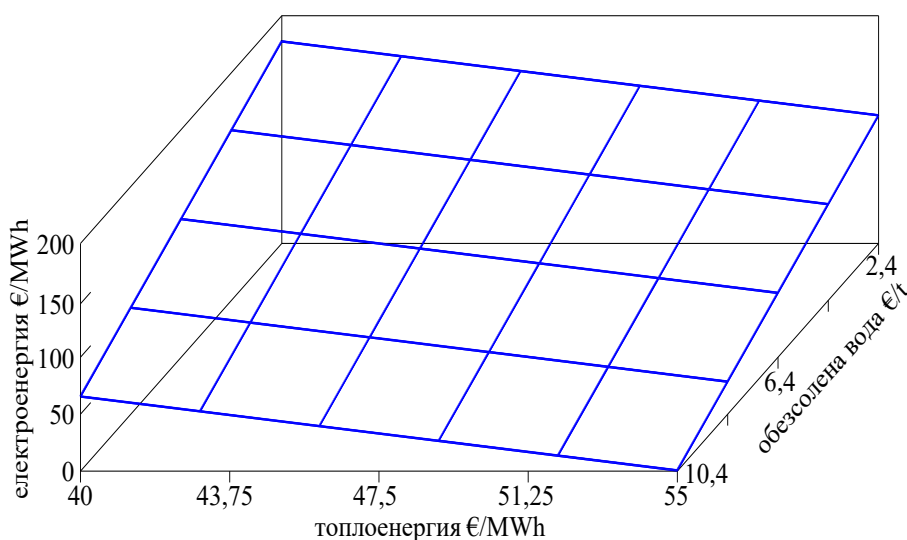
Анализа на резултатите показва, че определянето на себестойността, и съответно цената на топлоенергията по формула (8) има някои принципни недостатъци:

- Всички условно постоянни разходи в т.ч. амортизационни отчисления, заплати на персонала, ремонтни дейности и други на „Електро“ цеха и „Химичния“ цех нямат нищо общо с добива на топлоенергия, са съставна част от себестойността на този продукт;

- Всички разходи за реагенти се отнасят към топлоенергията, докато само незначителна част от тях /корозионен инхибитор Cortrol, натриев фосфат и реагенти за промивка/ имат отношение към нейния добив. По аналогичен неправилен начин единствено и само в топлоенергията се списват разходите за спомагателни ресурси като: азот технически, контролно – измервателните прибори, въздух, сурова вода и прочие;

- Разходите за електроенергия за собствени нужди на цялата централа по косвен начин /чрез горивото/ също се калкулират в себестойността на топлоенергията.

На фигура 6 е показан модифицирания в пирамида триъгълник на Гинтер построен с обобщените данни за периода.



Фиг. 6. Модифициран триъгълник на Гинтер

Обобщеният извод, който може да се направи, е че изравняване цените на топлоенергията и електроенергията е термодинамически необосновано. Закупуването на скъпо гориво и задържане продажната цена на електроенергията, води до поскъпване на цената на топлоенергията. Икономическите условия при които работи централата, налага себестойността на топлоенергията да се определя единствено и само от разходите свързани с нейния добив. При недостиг на средства за производствена дейност, е необходимо да се търсят други начини за финансиране. Прилагането на предложеният метод дава правдоподобни резултати, които могат да се използват при работата на централата. Тъй като метода се основава на режимната диаграма на турбината ПТ-50-130/555, той има съществени предимства пред физическия метод.

REFERENCES

- Fallahi A., R. Ebrahimi, S. Ghaderi, Measuring efficiency and productivity change in power electric generation management companies by using data envelopment analysis: A case study, *Energy*, 2011
- Franco Al., F. Bellina, Methods for optimized design and management of CHP systems for district heating networks (DHN), *Energy Conversion and Management*, 2018
- Gochenour C., Regulation of heat and electricity produced in combined-heat-and-power plants, 2003
- Kostov, K., Determination of technical and economic indicators of thermal power stations directly from the turbine regime characteristics, *EUREKA, Physics and Engineering*, 2020
- Lisin E., T. Stepanova, P. Zhovtiak, Investigation of the effect of cost allocation methods on the competitiveness of CHP plants in energy markets, *Economic sciences*, 2016
- Nikolov Ch., K. Atanasov, Some results of the energy cost survey and energy consumption trends of “Lukoil Neftochim Burgas” AD, 2013.
- Zamaleev M., I. Gubin, V. Sharapov, E. Bushuev, Calculation methods of power efficiency of combined heat and power plant at change of equipment operating modes and thermal schemes, *Journal of Physics: Conference Series*, 2018