



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Методические указания к выполнению курсовой работы

**Минск
БНТУ
2014**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Методические указания к выполнению курсовой работы
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»

М и н с к
Б Н Т У
2 0 1 4

УДК 620.9:005(075.8)

ББК 31я7

М50

Составители:

Л. П. Падалко, А. И. Лимонов

Рецензенты:

В. А. Булат, Ю. С. Петруша

В издании рассматривается методика разработки плана основного производства энергосистемы с целью осуществления решения двух основных задач – оптимального распределения выработки энергии и мощности между электростанциями и расчета основных технико-экономических показателей энергосистемы.

© Белорусский национальный
технический университет, 2014

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В табл. 1 приведены варианты заданий. Каждому варианту соответствует отдельная строка таблицы (несколько КЭС и одна ТЭЦ). Здесь указывается состав электростанций энергосистемы, тип установленного на них оборудования и вид сжигаемого топлива.

Например, варианту № 1 соответствует:

- 1) КЭС-600 МВт (4 × К-150, на мазуте);
- 2) КЭС-1000 МВт (5 × К-200, на каменном угле);
- 3) КЭС-1200 МВт (4 × К-300, на каменном угле);
- 4) ТЭЦ-540 МВт (3 × ПТ-60, на мазуте + 2 × Т-180, на газе).

Таблица 1

Варианты заданий по курсовой работе

№ варианта	Тип турбоагрегата									
	К-150	К-200	К-300	К-500	К-800	ПТ-60	ПТ-135	Т-100	Т-180	Т-250
1	4, м	5, ку	4, г			3, м			2, г	
2		4, м	4, ку		3, м	4, г	2, г			
3	4, м	6, ку	2, бу			2, м			4, м	
4	6, ку		5, г	3, бу			1, м			3, м
5	5, г	8, м	5, бу				2, г		2, г	
6	5, м	6, г			3, г	3, м	2, м			
7		6, ку	8, г	4, м			4, м			2, м
8	3, ку		3, ку	3, бу		2, г			4, г	
9		5, ку	6, г	4, бу		2, г				3, ку
10		4, ку	5, м		3, м	4, г			2, г	
11	4, ку		7, м		4, м	4, г			3, г	
12	3, м	3, м		5, ку	3, ку		1, г		3, г	
13	6, м		8, ку	3, бу			3, г	4, м		
14		6, ку	4, г		3, м	4, м				1, м
15	5, ку	8, м		3, г			2, м			3, м
16	3, г	6, м		4, м		4, м			3, г	
17		8, ку	3, ку	4, г		3, г		3, г		
18		6, ку		6, г	3, м	5, м			2, м	
19			5, г	4, ку			2, м			4, м
20	6, ку			4, м	4, ку	2, м			3, м	
21	5, ку		4, ку	3, ку		3, г			3, г	
22	4, ку	8, ку		4, м		4, г			2, г	
23		6, м		3, ку	4, г		1, м			3, м
24	10, ку		10, ку	4, г		2, г		4, г		
25	4, м	7, г	4, м				4, м		2, м	
26		5, м		3, м	4, м	5, г		1, ку		
27	6, ку		4, ку		4, ку		4, м		5, ку	

Окончание табл. 1

№ варианта	Тип турбоагрегата									
	К-150	К-200	К-300	К-500	К-800	ПТ-60	ПТ-135	Т-100	Т-180	Т-250
28		4 ку	5, м	3, м		2, м				3, м
29	5, бу		5, м		3, ку		4, г	2, м		
30	5, бу	6, бу		4, ку		4, м				2, г
31			6, ку	3, ку	3, ку		4, ку		4, г	
32	6, ку	4, м		4, м		2, г	5, м	4, м		
33	8, м	6, бу			3, м		5, г			

Для решения задачи необходимо знать объем и режим годового электропотребления. С целью упрощения расчетов весь год представляется в виде двух периодов – летнего и зимнего. Продолжительность летнего периода принимается равной $p_л = 210$ суток, а зимнего $p_з = 155$ суток.

Более полным было бы представление каждого сезона в виде трех характерных суточных графиков нагрузки: рабочего, субботнего и воскресного. Однако, поскольку в работе расчет выполняется вручную, такое детальное представление режима приведет к существенному увеличению трудоемкости расчетов. Поэтому в работе каждый сезон представлен одним суточным графиком. Таким образом, для выполнения работы необходимо знание двух рабочих суточных графиков электрической нагрузки – зимнего и летнего. Ниже приведены данные по конфигурации этих графиков (табл. 2). Максимальную нагрузку, которая, как видно из табл. 2, приходится на $t = 18$ ч зимних суток, рекомендуется принимать на уровне, равном 95 % установленной мощности энергосистемы. По данным этой таблицы следует построить на миллиметровой бумаге два суточных графика. Помимо этого на отдельном листе необходимо построить годовой график продолжительности нагрузки. Построение такого графика начинается с максимальной нагрузки. Продолжительность ее в часах равна количеству зимних суток, умноженных на число часов в сутках, в течение которых эта нагрузка имеет место (для максимальной нагрузки это – 1 ч).

Таблица 2
Суточные графики нагрузки в относительных единицах

Часы суток	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Лето	0,50	0,50	0,50	0,50	0,55	0,60	0,70	0,75	0,80	0,80	0,78	0,75
Зима	0,60	0,60	0,60	0,60	0,65	0,70	0,80	0,90	0,96	0,95	0,90	0,85

Окончание табл. 2

Часы суток	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Лето	0,65	0,70	0,70	0,72	0,73	0,73	0,70	0,65	0,60	0,60	0,55	0,55
Зима	0,85	0,90	0,94	0,95	0,97	1,0	0,95	0,90	0,85	0,80	0,70	0,65

Так же, как и для электрической, для тепловой нагрузки принимаются два типовых суточных графика – зимний и летний. График производственной нагрузки принимаем неизменным для всего года, т. е. одинаковым для летних и зимних суток. Этот график считаем двухступенчатым:

$$Q_n = 0,6Q_n^{\max} \text{ (с 0 до 8 часов);}$$

$$Q_n = Q_n^{\max} \text{ (с 8 до 24 часов).}$$

Максимальную производственную нагрузку Q_n^{\max} принимаем равной 80–90 % от номинальной величины отбора

$$Q_n^{\max} = (0,8...0,9)Q_n^{\text{НОМ}}.$$

График теплофикационной (отопительной) нагрузки принимаем одноступенчатым для зимних и летних суток. Для летних суток величину теплофикационной нагрузки определяем как

$$Q_m^{\text{лет}} = (0,2...0,4)Q_m^{\text{ЗИМ}}.$$

Величину же зимней теплофикационной нагрузки принимаем на уровне

$$Q_m^{\text{ЗИМ}} = (0,8...0,9)Q_m^{\text{НОМ}},$$

т. е. 80–90 % от номинальной величины отбора.

Распределение энергии между электростанциями, методика которого освещается далее, может осуществляться либо на базе двух характерных суточных графиков, либо на базе одного годового графика по продолжительности.

ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

На основании характеристик относительных приростов (ХОП) электростанций осуществляется экономическое распределение активной электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы. Критерием экономичности является минимум затрат на топливо.

ХОП энергоблока или электростанции определяется как

$$\varepsilon = q r,$$

где q – относительный прирост расхода тепла турбоагрегата (ТА);

r – относительный прирост расхода топлива котельного агрегата (КА).

Таким образом, для построения ХОП электростанции необходимы ХОП турбо- и котельного агрегата. ХОП КА приведены в табл. 3. Энергетические характеристики ТА приведены в табл. 4.

Расчет относительных приростов КЭС сводится в табл. 5. Необходимые для этих расчетов данные о производительности котлов приведены в табл. 3.

Минимальная нагрузка КЭС определяется минимальной нагрузкой КА $Q_{КА}^{\min}$:

$$Q_{КА}^{\min} = 0,5 Q_{КА}^{\text{НОМ}} \quad (\text{для КЭС, работающих на газе и мазуте});$$

$$Q_{КА}^{\min} = 0,6 Q_{КА}^{\text{НОМ}} \quad (\text{для КЭС, работающих на твердом топливе}).$$

Таблица 3

Характеристики относительных приростов котлоагрегатов
(т у т / Гкал)

Тип турбины	Производительность котлоагрегата, т/час	100 % тепловая нагрузка КА $Q_{КА}^{\text{НОМ}}$, Гкал/час	Нагрузка, % от $Q_{КА}^{\text{НОМ}}$						$\eta_{\text{НОМ}}^{\text{КА}}$
			50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	
К-150	480	320	0,153	0,156	0,159	0,164	0,170	0,180	0,89
К-200	640	410	0,152	0,154	0,158	0,162	0,167	0,176	0,90

Окончание табл. 3

Тип турбины	Производительность котлоагрегата, т/час	100 % тепловая нагрузка КА $Q_{КА}^{НОМ}$, Гкал/час	Нагрузка, % от $Q_{КА}^{НОМ}$						$\eta_{КА}^{НОМ}$
			50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	
К-300	950	605	0,151	0,153	0,156	0,160	0,165	0,171	0,91
К-500	1600	1025	0,150	0,152	0,155	0,158	0,162	0,167	0,92
К-800	2500	1600	0,148	0,150	0,153	0,156	0,160	0,165	0,93

Таблица 4

Энергетические характеристики турбоагрегатов

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
К-150	$Q_{\text{час}} = 24,85 + 1,922 P_{\text{ЭК}} + 2,101 (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал / ч; $P_{\text{ЭК}} = 124$ МВт.
К-200	$Q_{\text{час}} = 29,48 + 1,82 P_{\text{ЭК}} + 1,95 (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал / ч; $P_{\text{ЭК}} = 173$ МВт.
К-300	$Q_{\text{час}} = 35,0 + 1,81 P_{\text{ЭК}} + 1,93 (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал / ч; $P_{\text{ЭК}} = 270$ МВт.
К-500	$Q_{\text{час}} = 58,0 + 1,805 P_{\text{ЭК}} + 1,9 (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал / ч; $P_{\text{ЭК}} = 450$ МВт.
К-800	$Q_{\text{час}} = 87,0 + 1,80 P_{\text{ЭК}} + 1,88 (P - P_{\text{ЭК}})$, Гкал / ч; $P_{\text{ЭК}} = 700$ МВт.
ПТ-60-130	$Q_{\text{час}}^3 = 12,0 + 1,99 P - 1,12 P_{\text{T}}$, Гкал / час; $P_{\text{T}} = 0,35 Q_n + 0,614 Q_{\text{T}} - 8,7$, МВт; $Q_n^{\text{НОМ}} = 85$ Гкал / час; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 52$ Гкал / час
ПТ-135-130	$Q_{\text{час}}^3 = 20,0 + 1,95 P - 1,11 P_{\text{T}}$, Гкал / час; $P_{\text{T}} = 0,36 Q_n + 0,616 Q_{\text{T}} - 14,5$, МВт; $Q_n^{\text{НОМ}} = 200$ Гкал/час; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 110$ Гкал / час.
Т-100-130	$Q_{\text{час}}^3 = 15,0 + 1,89 P - 1,02 P_{\text{T}}$, Гкал / час; $P_{\text{T}} = 0,63 Q_{\text{T}} - 9,5$, МВт; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 160$ Гкал / час.
Т-180-215	$Q_{\text{час}}^3 = 29,89 + 1,86 P - 1,3 P_{\text{T}}$, Гкал / час; $P_{\text{T}} = 0,637 \cdot Q_{\text{T}} - 16,74$, МВт; $Q_{\text{T}}^{\text{НОМ}} = 280$ Гкал / час.

Тип турбоагрегата	Энергетические характеристики
Т-250-240	$Q_{\text{час}}^3 = 32,0 + 1,84P - 1,0P_T$, Гкал / час; $P_T = 0,7Q_T - 20,0$, МВт; $Q_T^{\text{НОМ}} = 335$ Гкал / час.

Зная $Q_{\text{КА}}^{\text{min}}$, можно найти минимальную электрическую нагрузку КЭС по формуле

$$P_{\text{КЭС}}^{\text{min}} = \frac{Q_{\text{КА}}^{\text{min}} - Q_{\text{ХХ}}}{q} n,$$

где q – относительный прирост ТА в зоне нагрузки до экономической;

n – количество блоков на КЭС.

Относительный прирост котла при любой нагрузке находится с помощью интерполяции по формуле

$$r = r_1 + \frac{Q - Q_1}{Q_2 - Q_1} (r_2 - r_1),$$

где Q_1, Q_2, r_1, r_2 – смежные с Q значения тепловых нагрузок и соответствующих им относительных приростов из табл. 4 ($Q_2 > Q_1; r_2 > r_1$).

Таблица 5
Расчет относительных приростов КЭС

Нагрузка, МВт	ХОП		
	q , Гкал/МВт·ч	r , т у т / Гкал	ε , т у т / МВт·ч
P_{min}			
$P_{\text{эк}}$			
P_{max}			

В результате проведенных расчетов строятся в графической форме ХОП КЭС.

ХОП ТЭЦ строятся на основании энергетических характеристик теплофикационных турбоагрегатов.

В целях упрощения расчетов расход топлива на выработку тепловой энергии по ТЭЦ определяется как

$$B = b_q Q_{\text{час}}^3,$$

где b_q – удельный расход топлива на отпущенное с котла тепло:

$$b_q = \frac{1}{7 \eta_k}, \text{ т у. т. / Гкал,}$$

где η_k – среднегодовой КПД котла, принимаемый на уровне 0,9.

Расход топлива на выработку электроэнергии по конденсационному режиму составит

$$B_k = b_q (Q_{xx} + q_k P_k) = B_{xx} + \varepsilon P_k,$$

где $\varepsilon = b_q q_k$ – относительный прирост расхода топлива ТЭЦ по конденсационному циклу.

Как видно, относительный прирост ε принят постоянной величиной.

На основании ХОП электростанций строится ХОП энергосистемы.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что ХОП строятся раздельно для летнего и зимнего периодов года. При этом предполагается, что для зимнего периода все оборудование находится в работе, а для летнего периода один агрегат на каждой станции находится в плановом ремонте и не участвует в работе.

Если по условию баланса тепловых нагрузок на ТЭЦ вывод одного агрегата в ремонт недопустим, то нужно считать все агрегаты включенными в летний период. Это может иметь место, в частности, для ТЭЦ, на которых установлены турбины с отпуском тепла на производственные нужды. Если в случае отключения агрегатов не выполняется условие баланса по электрической нагрузке для заданной энергосистемы, то считается, что недостаток мощности передается из соседней параллельно работающей энергосистемы (покупная электроэнергия).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Распределению электрической нагрузки между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ предшествует распределение отпуска тепла между агрегатами каждой ТЭЦ и определение на основе этого теплофикационной электрической мощности.

Тепловая нагрузка между агрегатами распределяется поровну. По известной величине тепловой нагрузки для каждого агрегата находится теплофикационная мощность для каждой из них в соответствии с энергетическими характеристиками (табл. 4). Теплофикационная электрическая мощность всей станции определяется как произведение теплофикационной электрической мощности одного агрегата на их количество.

Найденная теплофикационная электрическая мощность вписывается в базовую часть графика электрической нагрузки энергосистемы как вынужденная мощность. К вынужденной мощности ТЭЦ относятся также и минимально необходимая конденсационная мощность, обусловленная пропуском пара в конденсатор. Для каждого агрегата эту мощность P_k^{\min} можно принять равной 5 % от номинальной. Тогда полная вынужденная мощность агрегата и всей ТЭЦ определится как

$$P_{\text{вын}}^{\text{ТЭЦ}} = P_{\text{т}} + P_k^{\min}.$$

Для распределения электрической энергии между электростанциями необходимо из графика электрической нагрузки энергосистемы вычесть график вынужденной мощности ТЭЦ. Оставшаяся часть графика распределяется между КЭС и конденсационными мощностями ТЭЦ. Распределение нагрузки следует производить по принципу первоочередности загрузки станций, имеющих меньшее значение относительного прироста.

При распределении следует пользоваться теми ХОП, которые были построены ранее. Распределение производится для зимних и летних суток. В результате решения этой задачи получаем суточные графики нагрузки всех электростанций. Зная суточные графики и количество дней в году, легко подсчитать годовую выработку электроэнергии по каждой станции. Для ТЭЦ при этом должна быть учтена выработка электроэнергии по теплофикационному циклу.

РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В курсовой работе рассчитываются следующие технико-экономические показатели.

1. Число часов использования установленной мощности электростанции и энергосистемы

$$h_y = \frac{\mathcal{E}_{\text{выр}}}{N_y}.$$

2. Годовой расход топлива каждой электростанцией и энергосистемой.

Для КЭС расход топлива может быть определен следующим образом. При известном суточном графике нагрузки станции можно определить график для каждого энергоблока, разделив нагрузки на число блоков. Зная электрическую нагрузку и энергетическую характеристику ТА (табл. 4), можно определить расход тепла на агрегат за каждый час суток. Задаваясь примерным значением КПД (табл. 4), определяют по формуле $b_q = \frac{1}{\eta_k}$ удельный расход топлива на отпуск тепла b_q . Далее по формуле

$$B_c = b_q Q_3^{\text{сут}}$$

определяют суточный расход топлива. Здесь $Q_3^{\text{сут}}$ – суточный расход тепла на ТА, определяется как сумма часовых расходов тепла, найденных ранее:

$$Q_3^{\text{сут}} = \sum_{t=0}^{24} Q_3^{\text{час}}.$$

Зная суточный расход топлива для характерных суток, легко подсчитать годовой расход:

$$B_{\text{год}} = B_c^{\text{лет}} n_{\text{лет}} + B_c^{\text{зим}} n_{\text{зим}}.$$

Расход топлива на ТЭЦ складывается из расхода на выработку электроэнергии и на отпуск тепла.

Расход на выработку электроэнергии определяется аналогично КЭС. При известных электрических нагрузках и энергетических характеристиках теплофикационных агрегатов (табл. 4) можно определить расход тепла на выработку электроэнергии (конденсационной плюс теплофикационной), а затем и расход топлива.

Расход топлива на отпуск тепла определится как

$$B_{Т.Э}^{\text{год}} = b_q Q_{\text{отп}}^{\text{год}},$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{год}}$ – годовой отпуск тепла.

В расчетах предполагается, что все тепло отпускается из отборов турбины, т. е. коэффициенты теплофикации α_t равны единице.

Если предположить, что часть тепла отпускается от энергетических котлов через РОУ и от пиковых водогрейных котлов, то следует задаться значениями α_t меньшими единицы.

В свою очередь, годовой отпуск тепла складывается из отпуска на производственные и отопительные нужды:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}},$$

$$Q_{\text{отп(п)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(п)}}^{\text{сут}} (n_{\text{лет}} + n_{\text{зим}});$$

$$Q_{\text{отп(т)}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}} n_{\text{лет}} + Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}} n_{\text{зим}},$$

где $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(лет)}}$, $Q_{\text{отп(т)}}^{\text{сут(зим)}}$ – суточные отпуска тепла на отопительные нужды, соответственно, в летний и зимний периоды.

Общий расход топлива на ТЭЦ

$$B_{ТЭЦ}^{\text{год}} = B_{Э.Э}^{\text{год}} + B_{Т.Э}^{\text{год}}.$$

3. Удельный расход топлива на 1 кВт·ч, отпущенный в сеть энергосистемы,

$$b_{\text{э}}^{\text{опт}} = \frac{V_{\text{э.э}}^{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{опт}}}.$$

Эта величина определяется как по каждой электростанции, так и по всей энергосистеме.

4. Эксплуатационные расходы в энергосистеме. По каждой электростанции они определяются как сумма условно переменных и условно постоянных затрат.

Условно переменные затраты определяются как произведение цены топлива, принимаемой равной 250 у. е. / т у. т., на его расход:

$$C_{\text{т}} = \text{Ц}_{\text{т}} V.$$

Для ТЭЦ эти затраты определяются по формуле

$$C_{\text{т}}^{\text{ТЭЦ}} = \text{Ц}_{\text{т}} V_{\text{э.э}}^{\text{год}} + \text{Ц}_{\text{т}} V_{\text{т.э}}^{\text{год}}.$$

Условно постоянные расходы складываются из затрат на амортизацию, заработную плату и прочих затрат (вспомогательные материалы и прочее).

Амортизационные отчисления определяются по формуле

$$C_{\text{ам}} = P_{\text{ам}} K_{\text{у}} N_{\text{у}},$$

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений в относительных единицах (табл. 8);

$K_{\text{у}}$ – удельные капиталовложения в электростанцию.

Для КЭС $K_{\text{у}}$ определяют, исходя из табл. 9. Для ТЭЦ, работающей на твердом топливе, $K_{\text{у}} = 2500$ у. е. / кВт; для ТЭЦ на газомазутном топливе $K_{\text{у}} = 2000$ у. е. / кВт.

Таблица 8

Средние нормы амортизации для КЭС и ТЭЦ, %

Тип агрегатов электростанции	Вид топлива	
	Уголь	Газ, мазут
К-150	6,30	6,50
К-200	6,50	6,65
К-300	6,90	6,80
К-500	7,15	7,30
К-800	7,85	7,45
ПТ-60	7,10	6,90
Т-100	7,30	7,10
ПТ-135	7,50	7,30
Т-250	7,80	7,50

Таблица 9

Удельные капвложения в КЭС, у. е / кВт

Тип блоков	Вид топлива		
	Каменный уголь	Бурый уголь	Газ, мазут
К-150	1500	1600	1100
К-200	1400	1500	1050
К-300	1350	1450	1000
К-500	1300	1400	900
К-800	1200	1300	850

Заработная плата рассчитывается как

$$C_{з.п} = K_{шт} N_y \Phi_{з.п}^{год},$$

где $K_{шт}$ – штатный коэффициент (для КЭС приведен в табл. 10, а для ТЭЦ – на 10 % выше, чем для КЭС той же мощности);

$\Phi_{з.п}^{год}$ – среднегодовой фонд заработной платы (принимается на уровне 6000 у. е / чел.·год).

Штатные коэффициенты для КЭС, чел / МВт

Мощность, кВт	Тип и количество блоков	К _{шт}	
		Твердое топливо	Газ, мазут
600	4 × К-150	0,66	0,5
900	6 × К-150	0,59	0,43
800	4 × К-200	0,5	0,38
900	3 × К-300	0,41	0,32
1200	6 × К-200	0,42	0,33
1200	4 × К-300	0,37	0,27
1800	6 × К-300	0,28	0,25
2400	8 × К-300	0,26	0,23
3000	6 × К-500	0,21	0,17
4000	8 × К-500	0,19	0,17
4000	5 × К-800	0,16	0,13

Суммарные эксплуатационные затраты по всем электростанциям энергосистемы

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (C_{Ti} + C_{амi} + C_{3,пи}) (1 + \alpha),$$

где α – коэффициент, учитывающий прочие расходы ($\alpha = 0,1$).

5. Себестоимость 1 кВт·ч, отпущенного в сеть энергосистемы:

$$C_{э,э} = C_{\Sigma}^{э,э} / \mathcal{E}_{\Sigma}^{отп},$$

где $C_{\Sigma}^{э,э}$ – суммарные эксплуатационные расходы, относящиеся к отпуску электроэнергии.

Для определения этой величины по ТЭЦ следует разделить затраты на амортизацию, заработную плату и прочие расходы между двумя видами продукции. С целью упрощения расчетов предлагается 60 % затрат относить на электроэнергию, а 40 % – на тепло. Тогда для ТЭЦ получим:

$$C_{ТЭЦ}^{э,э} = Ц_{т} V_{э,эТЭЦ}^{год} + 0,6 (C_{ам}^{ТЭЦ} + C_{3,п}^{ТЭЦ}) (1 + \alpha);$$

$$C_{ТЭЦ}^{т.э} = Ц_{т} V_{т.э_ТЭЦ}^{год} + 0,4(C_{ам}^{ТЭЦ} + C_{3.п}^{ТЭЦ})(1 + \alpha).$$

Для КЭС

$$C_{КЭС}^{э.э} = Ц_{т} V_{КЭС}^{год} + (C_{ам}^{КЭС} + C_{3.п}^{КЭС})(1 + \alpha).$$

Суммарные затраты в энергосистеме

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^{э.э} + C_{\Sigma}^{т.э}.$$

Себестоимость единицы тепла, отпущенной от всех ТЭЦ

$$C_{т.э} = C_{\Sigma}^{т.э} / Q_{отп}^{\Sigma}.$$

Эксплуатационные расходы в электрических сетях можно приближенно определить как

$$C_{э.с} = p K_{э.с},$$

где p – коэффициент, учитывающий отчисления на амортизацию, заработную плату и прочие затраты и принимаемый $p = 0,07$;

$K_{э.с}$ – капитальные вложения в электрические сети, равные 50 % от капитальных вложений в электростанции.

Тогда общие затраты в энергосистеме, относимые к электроэнергии, будут равны

$$C_{эн}^{э.э} = C_{\Sigma}^{э.э} + C_{э.с}.$$

Себестоимость 1 кВт·ч, полезно отпущенного потребителям, составит:

$$C_{э.э}^{пол} = \frac{C_{эн}^{э.э} \pm П_{пок}}{\mathcal{E}_{\Sigma}^{отп} (1 - K_{пот})},$$

где $K_{пот}$ – коэффициент потерь в сетях ($K_{пот} = 0,1$);

$П_{пок}$ – стоимость покупной продаваемой энергии, определяемая как

$$\Pi_{\text{пок}} = \Xi_{\text{пок}} T_{\text{мэп}},$$

где $\Xi_{\text{пок}}$ – количество покупной (продаваемой) энергии;

$T_{\text{мэп}}$ – тариф на межсистемные передачи электроэнергии ($T_{\text{мэп}} = 0,1$ у. е. / кВт·ч).

6. Стоимость реализации энергии

$$\Pi = \Xi_{\Sigma}^{\text{отп}} (1 - K_{\text{пот}}) T_{\text{э,э}}^{\text{ср}} + Q_{\text{отп}}^{\Sigma} T_{\text{т,э}}^{\text{ср}},$$

где $T_{\text{э,э}}^{\text{ср}}$, $T_{\text{т,э}}^{\text{ср}}$ – средние тарифы на электроэнергию и тепло для потребителей ($T_{\text{э,э}}^{\text{ср}} = 0,12$ у. е. / кВт·ч; $T_{\text{т,э}}^{\text{ср}} = 50$ у. е. / Гкал).

7. Прибыль энергосистемы

$$Д = \Pi - (C_{\text{эн}} \pm \Pi_{\text{пок}}),$$

где

$$C_{\text{эн}} = C_{\text{эн}}^{\text{э,э}} + C_{\Sigma}^{\text{т,э}}.$$

8. Прибыль, остающаяся в распоряжении энергосистемы (остаточная прибыль), после осуществления всех выплат:

$$Д_0 = Д(1 - \alpha),$$

где α – налог на прибыль (принять равным 0,3).

9. Фондоотдача

$$K_{\text{ф.о}} = \frac{\Pi}{\Phi_0},$$

где Φ_0 – стоимость основных фондов (может быть принята равной капитальным вложениям в энергосистему).

10. Рентабельность основных фондов

$$K_{\text{рен}}^{\text{о}} = \frac{Д_0}{\Phi_0}.$$

11. Рентабельность продукции

$$K_{\text{рен}}^{\text{пр}} = \frac{Д_0}{C_{\text{эн}}}.$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Падалко, Л. П. Методические указания к курсовой работе по планированию основного производства в энергосистеме курса «Организация и планирование энергетического производства» для студентов специальности 0302 «Электрические системы». – Минск : БНТУ, 1988.
2. Кузьмин, В. Г. Организация, планирование и управление в энергетике. – М. : Высшая школа, 1982.
3. Падалко, Л. П. Экономика и управление в энергетике. – Минск : Высшэйшая школа, 1987.

СОДЕРЖАНИЕ

Исходные данные.....	3
Построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистем.....	6
Распределение электрической энергии между электростанциями энергосистемы.....	10
Расчет технико-экономических показателей работы Энергосистемы.....	11
Список литературы.....	18

Учебное издание

МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Методические указания к выполнению курсовой работы
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»

Составители:

ПАДАЛКО Леонид Прокофьевич
ЛИМОНОВ Александр Иванович

Редактор *Т. А. Зезюльчик*
Компьютерная верстка *А. Г. Занкевич*

Подписано в печать 19.12.2013. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 1,16. Уч.-изд. л. 0,90. Тираж 100. Заказ 651.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.