

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. ПОСТРОЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ .....	7
1.1. Исходные данные к курсовой работе .....	7
1.2 Построение графиков нагрузки .....	7
2. ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....	11
2.1 Расчет характеристики относительных приростов 6хК-300.....	11
2.2 Расчет характеристики относительных приростов 5хК-200.....	13
2.3 Расчет характеристики относительных приростов КЭС 4хК-500....	16
2.4 Расчет характеристики относительных приростов 2хПТ-60 .....	18
2.5 Расчет характеристики относительных приростов 3хТ-250 .....	22
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ .....	25
3.1 Определение распределения электрической энергии между электростанциями.....	25
3.2 Определение распределения тепла между электростанциями .....	26
3.3 Определение годового отпуска тепла на ТЭЦ .....	28
4. РАСЧЁТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ .....	30
4.1 Расчет годовой выработки мощности по энергосистеме .....	30
4.2 Расчет годового расхода топлива по энергосистеме .....	31
4.3 Расчет эксплуатационных расходов в энергосистеме .....	34
4.4 Расчет себестоимость отпуска тепла и электроэнергии.....	37
4.5 Расчет основных показателей экономической эффективности.....	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	45

ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	46
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	55

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика - ведущая отрасль промышленности в стране, от выбора долгосрочной стратегии которой зависит развитие экономики всей страны.

Электроэнергетика находится перед необходимостью решения большого комплекса задач, в реализации которых менеджмент имеет важное значение. Внедрение менеджмента во все звенья структуры управления электроэнергетикой играет решающую роль в ее функционировании и развитии.

Менеджмент является интеграционным процессом, с помощью которого профессионально подготовленные специалисты-менеджеры создают организации и управляют ими путем постановки цели и разработки способов их достижения, выполняя при этом функции планирования, организации, мотивации, контроля и координирования, что обеспечивает условия для производительного и эффективного труда работников организации и получение результатов, соответствующего им.

Конечной целью менеджмента является обеспечение эффективной деятельности организации путем рационального использования всех имеющихся ресурсов.

Основными целями данной курсовой работы является: закрепление полученных при изучении дисциплины знаний, их систематизация и расширение; самостоятельное овладение основами менеджмента с учетом специфики энергетики и их применение на практике; проявление способностей студентов к научным исследованиям и анализу.

Задачи курсовой работы:

- построить графики нагрузок и характеристики относительных приростов;
- распределить электрическую энергию между электростанциями энергосистемы;
- рассчитать технико-экономические показатели энергосистемы.

Структура курсовой работы:

- построение суточных графиков нагрузки;
- построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистемы;
- распределение электрической энергии между электростанциями энергосистемы;
- расчет технико-экономических показателей работы энергосистемы.

# 1. ПОСТРОЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

## 1.1. Исходные данные к курсовой работе

2. КЭС – 2000 МВт (4×К-500, на буром угле (б.у.));
3. КЭС – 1000 МВт (5×К-200, на каменном угле (к.у.));
4. КЭС – 1800 МВт (6×К-300, на газу (г.));
5. ТЭЦ – 120 МВт (2×ПТ-60, на газу (г.));
6. ТЭЦ – 750 МВт (3×Т-250, на каменном угле (к.у.));

## 1.2 Построение графиков нагрузки

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  $n_{\text{л}} = 210$  суток, а зимнего  $n_{\text{з}} = 155$  суток.

Таким образом, для выполнения работы необходимо знание двух графиков электрической нагрузки – зимнего и летнего.

Максимальную нагрузку рекомендуется принимать на уровне, равном 95% установленной мощности энергосистемы:

$$P_{\text{макс}} = (2000 + 1000 + 1800 + 120 + 750) \times 0,95 = 5387 \text{ МВт}$$

Данные по конфигурации этих графиков приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Суточные графики нагрузок для летнего и зимнего периодов

Часы суток	Летний период	$P_{\text{л}}$ , МВт	Зимний период	$P_{\text{з}}$ , МВт
1	0,5	2694	0,6	3232
2	0,5	2694	0,6	3232
3	0,5	2694	0,6	3232
4	0,5	2694	0,6	3232
5	0,55	2963	0,65	3502
6	0,6	3232	0,7	3771
7	0,7	3771	0,8	4310
8	0,75	4040	0,9	4848
9	0,8	4310	0,96	5172
10	0,8	4310	0,95	5118
11	0,78	4202	0,9	4848
12	0,75	4040	0,85	4579
13	0,65	3502	0,85	4579
14	0,7	3771	0,9	4848
15	0,7	3771	0,94	5064
16	0,72	3879	0,95	5118

Продолжение таблицы 1.1

17	0,73	3933	0,97	5225
18	0,73	3933	1	5387
19	0,7	3771	0,95	5118
20	0,65	3502	0,9	4848
21	0,6	3232	0,85	4579
22	0,6	3232	0,8	4310
23	0,55	2963	0,7	3771
24	0,55	2963	0,65	3502

. Построим суточный график нагрузки для летнего и зимнего периода (рисунок 1.1 и 1.2 соответственно).



Рисунок 1.1 – Суточный график нагрузки летом

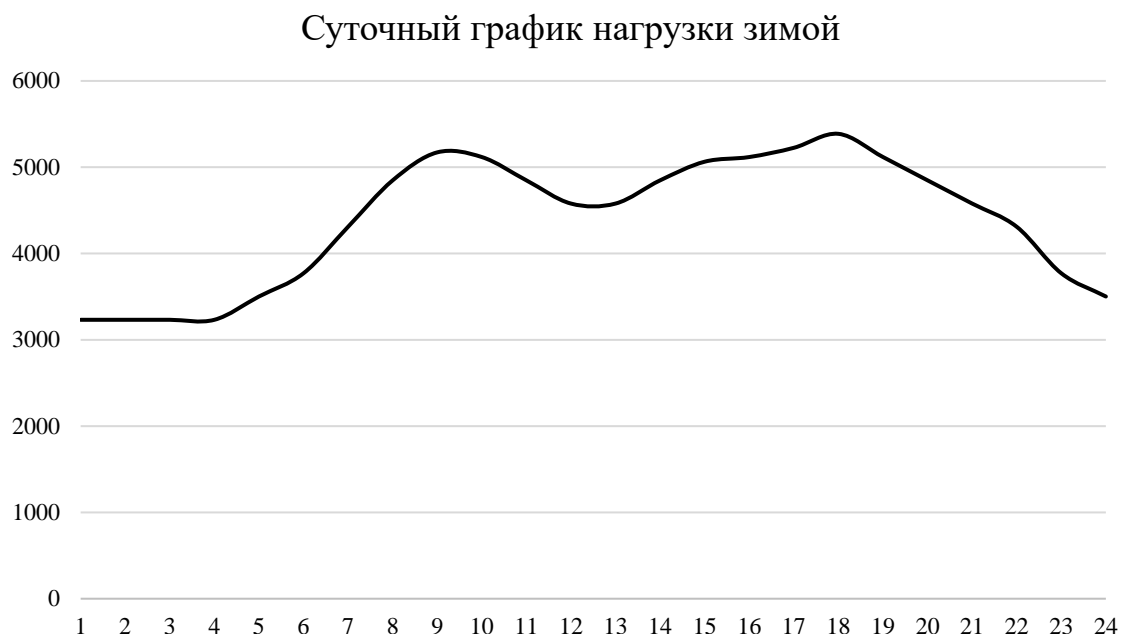


Рисунок 1.2 – Суточный нагрузки зимой

Построение годового графика нагрузки 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 составляет 1 ч).

Данные для годового графика нагрузки приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Годовой график нагрузки

Нагрузка, о.е	Нагрузка Р, МВт	Длительность часов t, ч
1	5387	155
0,97	5225	155
0,96	5172	155
0,95	5118	465
0,94	5064	155
0,9	4848	620
0,85	4579	465
0,8	4310	730
0,78	4202	210
0,75	4040	420
0,73	3933	420
0,72	3879	210
0,7	3771	1150
0,65	3502	730
0,6	3232	1250
0,55	2963	630
0,5	2694	840

Построим годовой график нагрузки (рисунок 1.3).

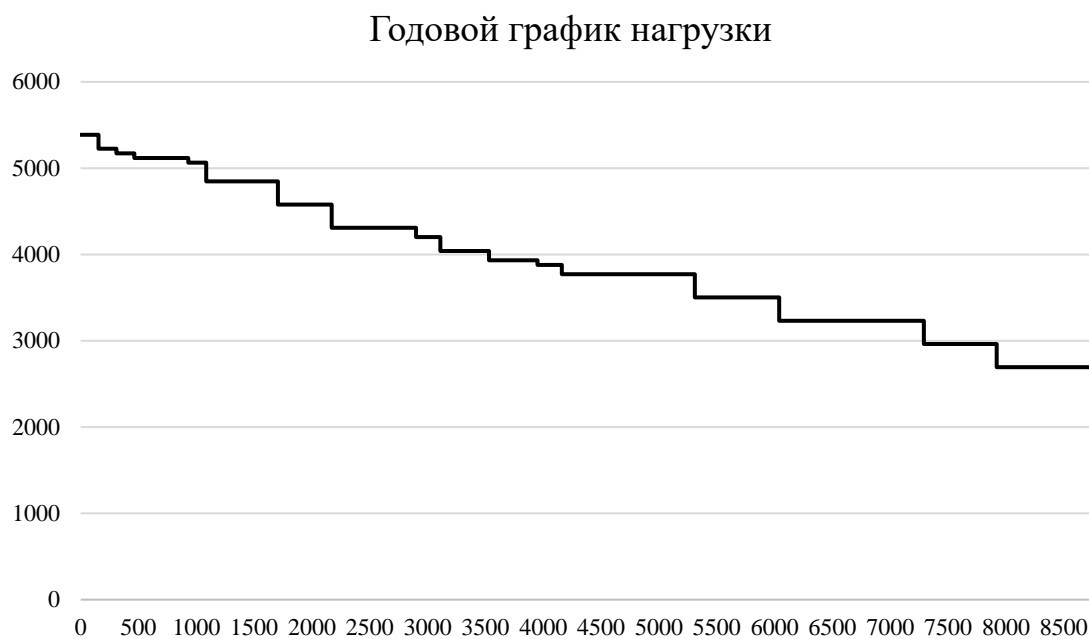


Рисунок 1.3 – Годовой график электрической нагрузки по продолжительности.

## 2. ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

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

Характеристика относительных приростов энергоблока или электростанции определяется как:

$$\varepsilon_{\text{мин}} = q \times r_{\text{мин}},$$

где  $q$  – относительный прирост расхода тепла турбоагрегата;

$r$  – относительный прирост расхода топлива котлоагрегата.

Таким образом, для построения графика ХОП электростанции необходимы ХОП турбо- и котлоагрегатов. ХОП котлоагрегатов приведены в [2, табл. 3.1], энергетические характеристики турбоагрегатов приведены в [2, табл. 3.2].

### 2.1 Расчет характеристики относительных приростов бхК-300

Минимальная нагрузка котлоагрегата:

$$Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,5 \times Q_{\text{ка}}^{\text{ном}} = 0,5 \times 605 = 302,5 \text{ Гкал/ч}$$

Минимальная электрическая нагрузка:

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_1} \times n_1 = \frac{302,5 - 35}{1,81} \times 6 = 886,74 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_1} \times n_1 = \frac{302,5 - 35}{1,81} \times (6 - 1) = 738,95 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{эк}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{эк}} = 35 + 1,81 \times 270 = 523,7 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{эк}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{эк}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{523,7}{605} \times 100 = 86,56 \%$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times n = 270 \times 6 = 1620 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times (n - 1) = 270 \times (6 - 1) = 1350 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times n = 300 \times 6 = 1800 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times (n - 1) = 300 \times (6 - 1) = 1500 \text{ МВт}$$



Относительный прирост котла:

$$r_{\text{ЭК}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{ЭК}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) = 0,16 + \frac{86,56 - 80}{90 - 80} \times (0,165 - 0,16) = 0,163$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{макс}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{ЭК}} + q'_1 \times (P - P_{\text{ЭК}}) = 35 + 1,81 \times 270 + 1,93 \times (300 - 270) = 581,6 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{581,6}{605} \times 100 = 96,13 \%$$

$$r_{\text{макс}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) = 0,165 + \frac{96,13 - 90}{100 - 90} \times (0,171 - 0,165) = 0,169$$

$$\varepsilon_{\text{мин}} = q_0 \times r_{\text{мин}} = 1,81 \times 0,151 = 0,273 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{ЭК}} = q_0 \times r_{\text{ЭК}} = 1,81 \times 0,163 = 0,295 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon'_{\text{ЭК}} = q'_0 \times r_{\text{ЭК}} = 1,93 \times 0,163 = 0,315 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{макс}} = q'_0 \times r_{\text{макс}} = 1,93 \times 0,169 = 0,326 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

Сведем результаты расчета для КЭС 6хК-300 в таблицу 2.1:

Таблица 2.1 – ХОП КЭС 6хК-300

Нагрузка			q, Гкал/МВт×ч	г, тут/Гкал	ε, тут/МВт ×ч
P <sub>min</sub>	Зима	886,74	1,81	0,151	0,273
	Лето	738,95			
P <sub>ЭК</sub>	Зима	1620	1,81	0,163	0,295
	Лето	1350	1,93		0,315
P <sub>max</sub>	Зима	1800	1,93	0,169	0,326
	Лето	1500			

По результатам таблицы 2.2 строим ХОП КЭС 6хК-300 для зимнего (рисунок 2.3) и летнего (рисунок 2.4) периодов соответственно.

ХОП КЭС 6хК-300 для зимнего периода

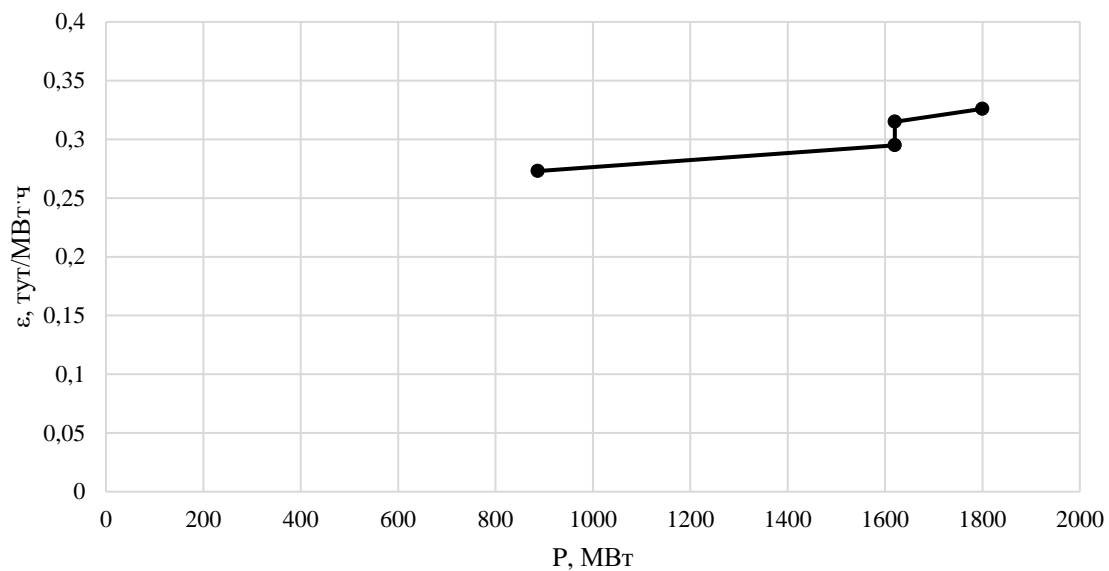


Рисунок 2.1 – ХОП КЭС 6хК-300 для зимнего периода

ХОП КЭС 6хК-300 для летнего периода

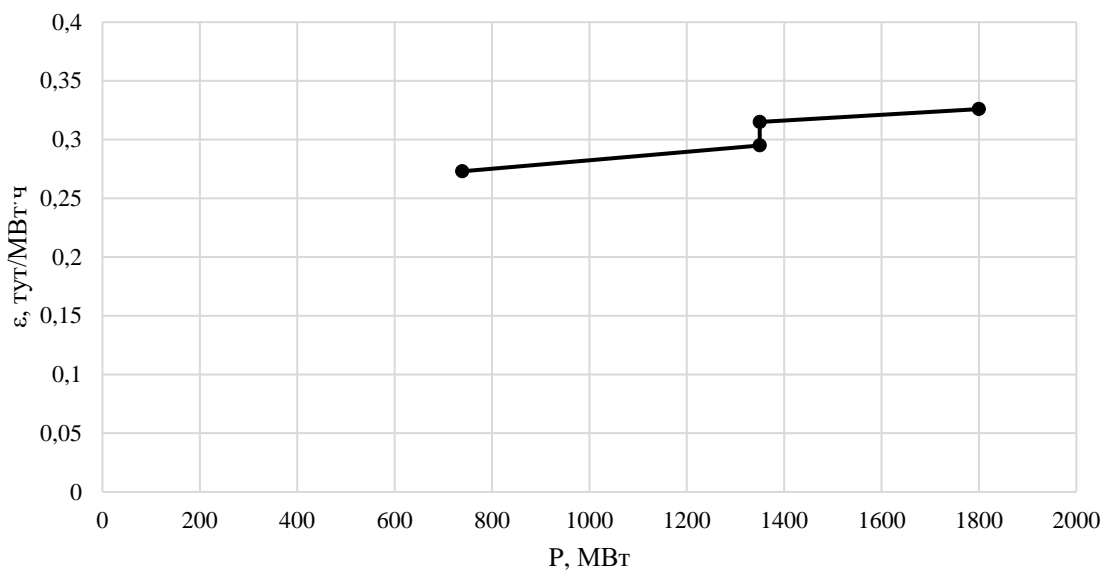


Рисунок 2.2–ХОП КЭС 6хК-300 для летнего периода

## 2.2 Расчет характеристики относительных приростов 5хК-200

Минимальная нагрузка котлоагрегата:

$$Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,6 \times Q_{\text{ка}}^{\text{ном}} = 0,6 \times 410 = 246 \text{ Гкал/ч}$$

Минимальная электрическая нагрузка КЭС:

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_0} \times n = \frac{246 - 29,4}{1,82} \times 5 = 595,055 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_0} \times (n - 1) = \frac{246 - 29,4}{1,82} \times (5 - 1) = 476,044 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{эк}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{эк}} = 29,48 + 1,82 \times 173 = 344,34 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{эк}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{эк}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{344,34}{410} \times 100 = 83,985 \%$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times n = 173 \times 5 = 865 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times (n - 1) = 173 \times (5 - 1) = 692 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times n = 200 \times 5 = 1000 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times (n - 1) = 200 \times (5 - 1) = 800 \text{ МВт}$$

Относительный прирост котла:

$$r_{\text{эк}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{эк}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) = 0,162 + \frac{84 - 80}{90 - 80} \times (0,167 - 0,162) = 0,164$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{макс}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{эк}} + q'_1 \times (P - P_{\text{эк}}) = 29,48 + 1,82 \times 173 + 1,95 \times (200 - 173) = 396,99 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{396,99}{410} \times 100 = 96,827 \%$$

$$r_{\text{макс}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) = 0,167 + \frac{96,8 - 90}{100 - 90} \times (0,176 - 0,167) = 0,173$$

$$\varepsilon_{\text{мин}} = q_0 \times r_{\text{мин}} = 1,82 \times 0,154 = 0,280 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{эк}} = q_0 \times r_{\text{эк}} = 1,82 \times 0,164 = 0,298 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon'_{\text{эк}} = q'_0 \times r_{\text{эк}} = 1,95 \times 0,164 = 0,32 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{макс}} = q'_0 \times r_{\text{макс}} = 1,95 \times 0,173 = 0,34 \text{ тут/МВт} \times \text{ч}$$

Сведем результаты расчета для КЭС 5хК-200 в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – ХОП КЭС 5хК-200

Нагрузка, МВт			q, Гкал/МВт×ч	r, тут/Гкал	$\varepsilon$ , тут/МВт×ч
P <sub>min</sub>	Зима	595,055	1,82	0,154	0,280
	Лето	476,044			
P <sub>ЭК</sub>	Зима	865	1,82	0,164	0,298
	Лето	692	1,95		0,32
P <sub>max</sub>	Зима	1000	1,95	0,173	0,34
	Лето	800			

ХОП КЭС 5хК-200 для зимнего периода

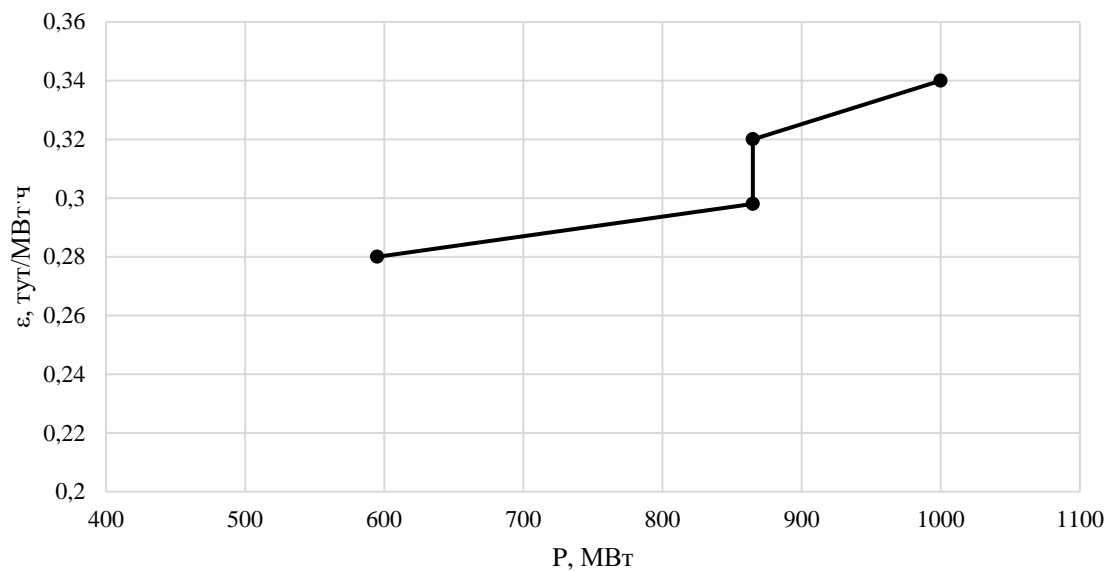


Рисунок 2.3 – ХОП КЭС 5хК-200 для зимнего периода

### ХОП КЭС 5хК-200 для летнего периода

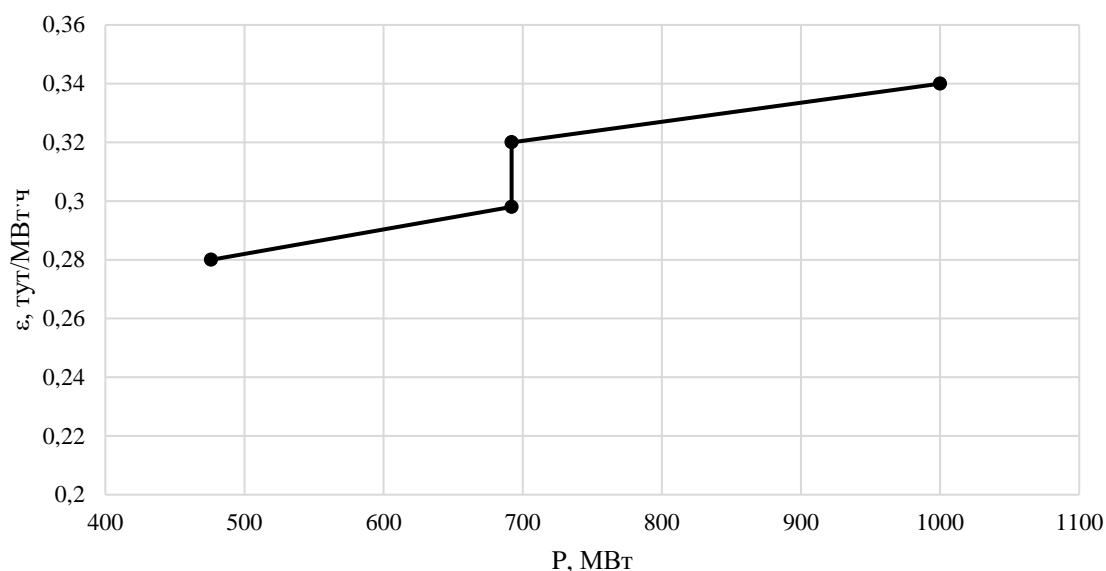


Рисунок 2.4 –ХОП КЭС 5хК-200 для летнего периода

### 2.3 Расчет характеристики относительных приростов КЭС 4хК-500

Минимальная нагрузка котлоагрегата:

$$Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} = 0,6 \times Q_{\text{ка}}^{\text{ном}} = 0,6 \times 1025 = 615 \text{ Гкал/ч}$$

Минимальная электрическая нагрузка КЭС:

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{мин}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_0} \times n_1 = \frac{615 - 58}{1,805} \times 4 = 1234.4 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{мин}} &= \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{мин}} - Q_{\text{хх}}}{q_0} \times (n_1 - 1) = \\ &= \frac{615 - 58}{1,805} \times (4 - 1) = 925.8 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{эк}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{эк}} = 58 + 1,805 \times 450 = 870.25 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{эк}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{эк}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{870.25}{1025} \times 100 = 84,9\%$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times n = 450 \times 4 = 1800 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{эк}} = P_{\text{эк}} \times n = 450 \times (4 - 1) = 1350 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(зим)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times n = 500 \times 4 = 2000 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{кэс(лет)}}^{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \times n = 800 \times (4 - 1) = 1500 \text{ МВт}$$

Относительный прирост котла:

$$r_{\text{ЭК}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{ЭК}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) = 0,158 +$$

$$+ \frac{84,9 - 80}{90 - 80} \times (0,162 - 0,158) = 0,16 \text{ т у. т./Гкал}$$

$$Q_{\text{ка}}^{\text{макс}} = Q_{\text{хх}} + q_1 \times P_{\text{ЭК}} + q'_1 \times (P - P_{\text{ЭК}}) =$$

$$= 58 + 1,9 \times 450 + 1,9 \times (500 - 450) = 1008 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{ка}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{ка}}^{\text{ном}}} \times 100 = \frac{1008}{1025} \times 100 = 98.34 \%$$

$$r_{\text{макс}} = r'_{11} + \frac{Q_{\text{ка}\%}^{\text{макс}} - Q_1}{Q_2 - Q_1} \times (r'_{21} - r'_{11}) =$$

$$= 0,162 + \frac{98,34 - 90}{100 - 90} \times (0,167 - 0,162) = 0,166$$

$$\varepsilon_{\text{мин}} = q_0 \times r_{\text{мин}} = 1,805 \times 0,152 = 0,274 \text{ т у. т./МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{ЭК}} = q_0 \times r_{\text{ЭК}} = 1,805 \times 0,16 = 0,289 \text{ т у. т./МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon'_{\text{ЭК}} = q'_0 \times r_{\text{ЭК}} = 1,9 \times 0,16 = 0,304 \text{ т у. т./МВт} \times \text{ч}$$

$$\varepsilon_{\text{макс}} = q'_0 \times r_{\text{макс}} = 1,9 \times 0,166 = 0,315 \text{ т у. т./МВт} \times \text{ч}$$

Сведем результаты расчета для КЭС 4хК-500 в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – ХОП КЭС 4хК-500

Нагрузка, МВт			q, Гкал/МВт*ч	r, т у. т./Гкал	ε, т у. т./МВт × ч
P <sub>min</sub>	Зима	1234.4	1,805	0,152	0,274
	Лето	925.8			
P <sub>ЭК</sub>	Зима	1800	1,805	0,16	0,289
	Лето	1350	1,9		0,304
P <sub>max</sub>	Зима	2000	1,9	0,166	0,315
	Лето	1500			

### ХОП КЭС 4хК-500 для зимнего периода

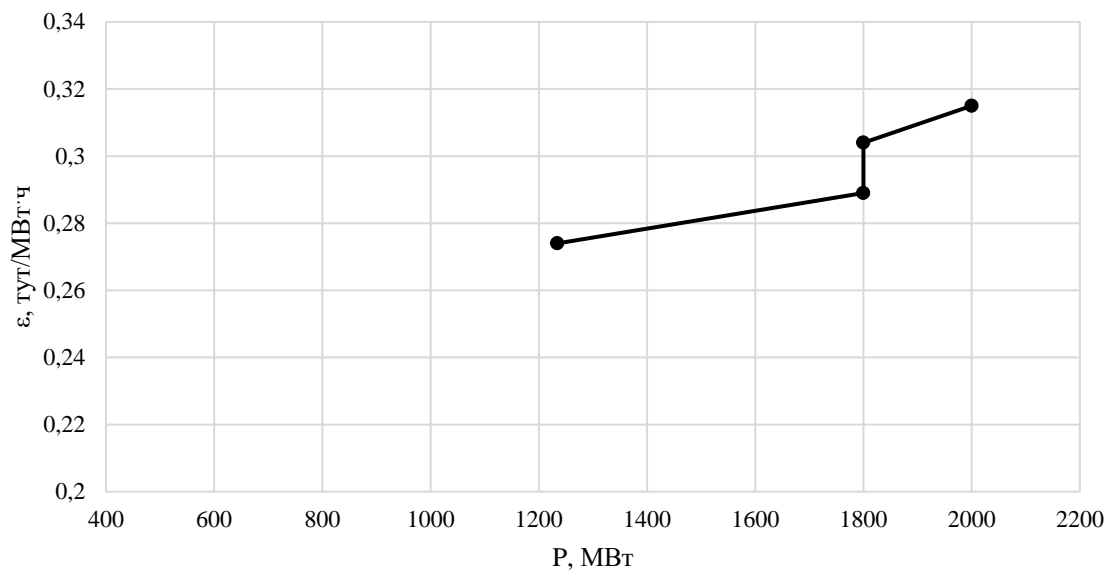


Рисунок 2.5–ХОП КЭС 4хК-500 для зимы

### ХОП КЭС 4хК-500 для летнего периода

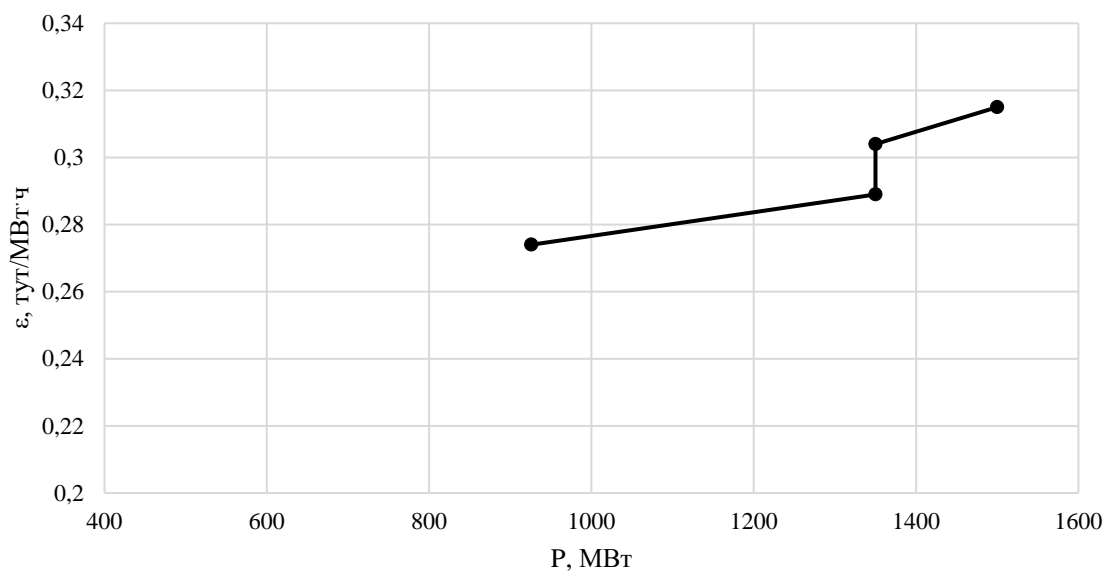


Рисунок 2.6 –ХОП КЭС 4хК-500 для лета

## 2.4 Расчет характеристики относительных приростов 2хПТ-60

Удельный расход топлива на отпущенное тепло:

$$b_q = \frac{1}{7 \times \eta_k} = \frac{1}{7 \times 0,9} = 0,159,$$

где среднегодовой КПД котла  $\eta_k = 0,87 - 0,91$ .

Относительный прирост расхода топлива ТЭЦ по конденсационному циклу:

$$\varepsilon = q_k \times b_q = 1,99 \times 0,159 = 0,316$$

Максимальная производственная нагрузка согласно:

$$Q_{\Pi}^{\text{макс}} = 0,85 \times Q_{\Pi}^{\text{ном}} = 0,85 \times 85 = 72,25 \text{ Гкал/ч}$$

Производственная нагрузка:

- с 0 до 8 часов:  $Q_{\Pi} = 0,6 \times Q_{\Pi}^{\text{макс}} = 0,6 \times 72,25 = 43,35 \text{ Гкал/ч}$
- с 8 до 24 часов:  $Q'_{\Pi} = Q_{\Pi}^{\text{макс}} = 72,25 \text{ Гкал/ч}$

Теплофикационная нагрузка:

$$Q_T^{\text{зим}} = 0,85 \times Q_T^{\text{ном}} = 0,85 \times 52 = 44,2 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_T^{\text{лет}} = 0,3 \times Q_T^{\text{зим}} = 0,3 \times 44,2 = 13,26 \text{ Гкал/ч}$$

Теплофикационная электрическая нагрузка:

- Зима

$$\begin{aligned} \text{с 0 до 8 часов: } P_T^{\text{зим}} &= 0,35 \times Q_{\Pi} + 0,614 \times Q_T^{\text{зим}} - 8,7 = \\ &= 0,35 \times 43,35 + 0,614 \times 44,2 - 8,7 = 33,611 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{часзим}}^{\text{э}} &= 12 + 1,99 \times P - 1,12 \times P_T^{\text{зим}} = \\ &= 12 + 1,99 \times 60 - 1,12 \times 33,611 = 93,76 \text{ Гкал/ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{с 8 до 24 часов: } P_T'^{\text{зим}} &= 0,35 \times Q'_{\Pi} + 0,614 \times Q_T^{\text{зим}} - 8,7 = \\ &= 0,35 \times 72,25 + 0,614 \times 44,2 - 8,7 = 43,726 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{часзим}}'^{\text{э}} &= 12 + 1,99 \times P - 1,12 \times P_T'^{\text{зим}} = \\ &= 12 + 1,99 \times 60 - 1,12 \times 43,726 = 82,427 \text{ Гкал/ч} \end{aligned}$$

- Лето

$$\begin{aligned} \text{с 0 до 8 часов: } P_T^{\text{лет}} &= 0,35 \times Q_{\Pi} + 0,614 \times Q_T^{\text{лет}} - 8,7 = \\ &= 0,35 \times 43,35 + 0,614 \times 13,26 - 8,7 = 14,614 \text{ МВт} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{часлет}}^{\text{э}} = 12 + 1,99 \times P - 1,12 \times P_T^{\text{лет}} =$$



$$= 12 + 1,99 \times 60 - 1,12 \times 14,614 = 115,03 \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{с 8 до 24 часов: } P'_{\text{Т}}^{\text{лет}} = 0,35 \times Q'_{\text{п}} + 0,614 \times Q_{\text{Т}}^{\text{лет}} - 8,7 =$$

$$= 0,35 \times 72,25 + 0,614 \times 13,26 - 8,7 = 24,729 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{часлет}}^{\text{Э}} = 12 + 1,99 \times P - 1,12 \times P'_{\text{Т}}^{\text{лет}} =$$

$$= 12 + 1,99 \times 60 - 1,12 \times 24,729 = 103,703 \text{ Гкал/ч}$$

Конденсационная мощность:

$$P_{\text{К}}^{\text{мин}} = 0,05 \times P = 0,05 \times 60 = 3 \text{ МВт}$$

Теплофикационная электрическая мощность вписывается в базовую часть графика электрической нагрузки энергосистемы как вынужденная мощность. К вынужденной мощности ТЭЦ относятся так же и минимально необходимая конденсаторная мощность, обусловленная пропуском пара в конденсатор. Для каждого агрегата эту мощность можно принять 5 % от номинальной. Тогда полная вынужденная мощность агрегата и всей ТЭЦ определяется как:

$$P_{\text{вын}} = P_{\text{Т}} + P_{\text{К}}^{\text{мин}}$$

- Зима

$$\text{С 0 до 8 часов: } P_{\text{вын}}^{\text{зим}} = n \times (P_{\text{Т}}^{\text{зим}} + P_{\text{К}}^{\text{мин}}) = 2 \times (33,611 + 3) = 73,222 \text{ МВт}$$

$$\text{С 8 до 24 часов: } P'_{\text{вын}}^{\text{зим}} = n \times (P'_{\text{Т}}^{\text{зим}} + P_{\text{К}}^{\text{мин}}) = 2 \times (43,726 + 3) = 93,5 \text{ МВт}$$

- Лето

$$\text{С 0 до 8 часов: } P_{\text{вын}}^{\text{лет}} = n \times (P_{\text{Т}}^{\text{лет}} + P_{\text{К}}^{\text{мин}}) = 2 \times (14,614 + 3) = 35,228 \text{ МВт}$$

$$\text{С 8 до 24 часов: } P'_{\text{вын}}^{\text{лет}} = n \times (P'_{\text{Т}}^{\text{лет}} + P_{\text{К}}^{\text{мин}}) = 4 \times (24,729 + 3) = 55,458 \text{ МВт}$$

Расход топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ:

$$B = b_{\text{q}} \times Q_{\text{час}}^{\text{Э}}$$

- Зима

$$\text{С 0 до 8 часов: } B_{\text{зим}} = b_{\text{q}} \times Q_{\text{часзим}}^{\text{Э}} = 0,159 \times 93,755 = 14,879 \text{ т у. т.}$$

$$\text{С 8 до 24 часов: } B'_{\text{зим}} = b_{\text{q}} \times Q_{\text{часзим}}^{\text{Э}} = 0,159 \times 82,426 = 13,081 \text{ т у. т.}$$

- Лето

$$\text{С 0 до 8 часов: } B_{\text{лет}} = b_{\text{q}} \times Q_{\text{часлет}}^{\text{Э}} = 0,159 \times 115,03 = 18,256 \text{ т у. т.}$$

С 8 до 24 часов:  $B'_{\text{лет}} = b_q \times Q'_{\text{часлет}} = 0,159 \times 103,703 = 16,489$  т.у. т.

Вывод в ремонт.

$$(n \times Q_{\Pi}^{\text{макс}}) = 2 \times 85 = 170 \text{ Гкал/ч}$$

$$(n \times Q_{\Pi}^{\text{макс}}) = 2 \times 72,25 = 144,5 \text{ Гкал/ч}$$

$$\left( \frac{n \times Q_{\Pi}^{\text{макс}}}{n - 1} \right) \leq Q_{\Pi}^{\text{ном}}$$

$$\left( \frac{n \times Q_{\Pi}^{\text{макс}}}{n - 1} \right) = \left( \frac{1 \times 144,5}{2 - 1} \right)$$

$$Q_{\Pi \text{ ном}} = 85 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая нагрузка не обеспечивается, поэтому в летний период в ремонт турбоагрегат не выводится.

$$P_{\text{макс}} = P \times n = 60 \times 2 = 120 \text{ МВт}$$

Строим ХОП ТЭЦ 2хПТ-60, которые представлены на рисунках 2.7 (для зимнего периода) и 2.8 (для летнего периода).

ХОП ТЭЦ 2хПТ-60 для зимнего периода

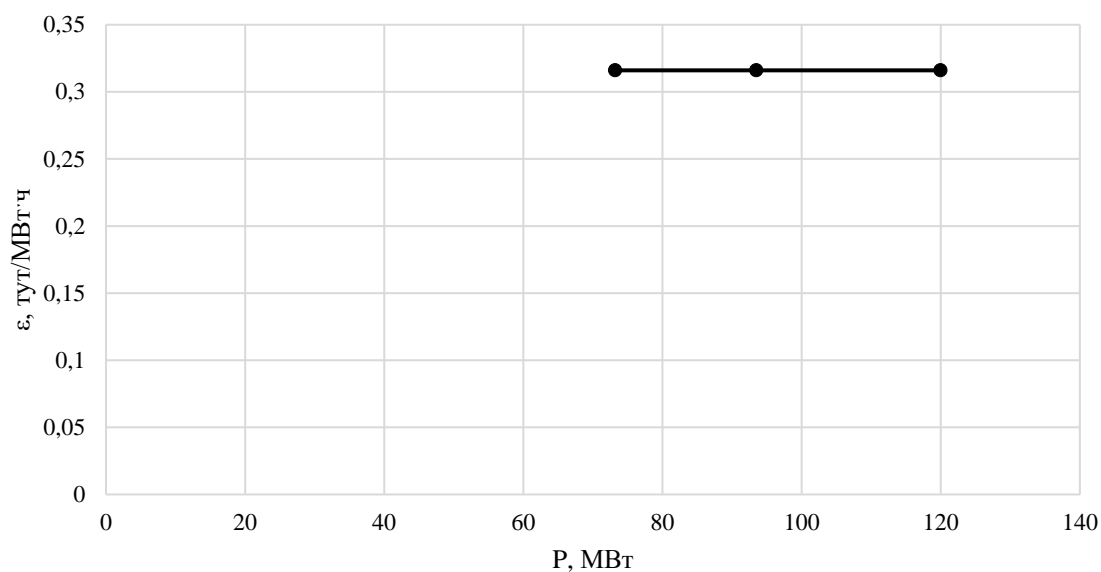


Рисунок 2.7 – ХОП ТЭЦ 2хПТ-60 для зимнего периода

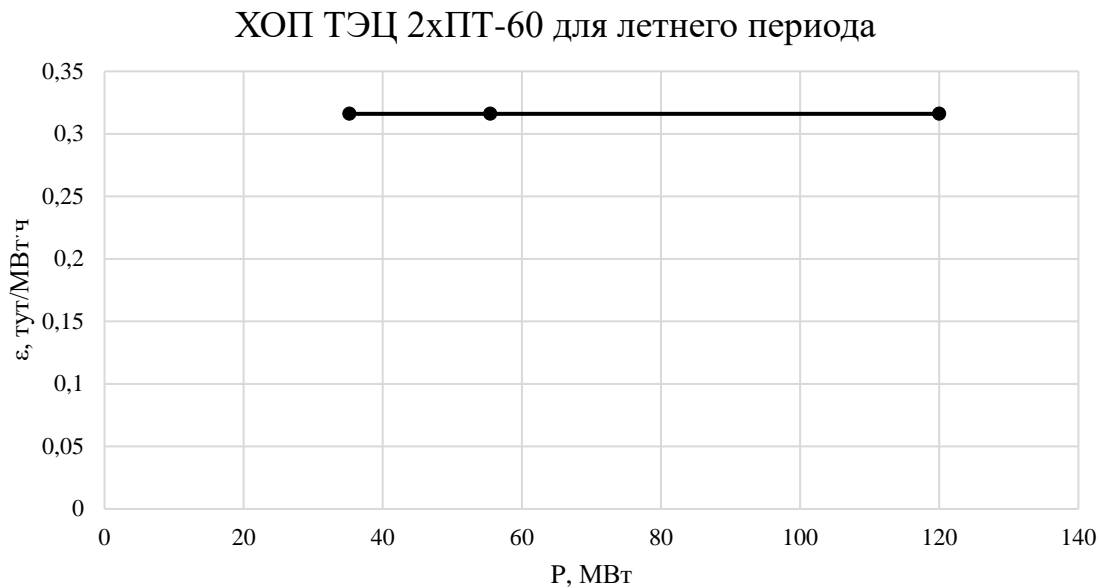


Рисунок 2.8 – ХОП ТЭЦ 2хПТ-60 для лет

## 2.5 Расчет характеристики относительных приростов 3хТ-250

Среднегодовое КПД котла  $\eta_k = 0,9$ .

Удельный расход топлива на отпущенное тепло:

$$b_q = \frac{1}{7 \times \eta_k} = \frac{1}{7 \times 0,9} = 0,159$$

где среднегодовой КПД котла  $\eta_k = 0,87 - 0,91$ .

Относительный прирост расхода топлива ТЭЦ по конденсационному циклу:

$$\varepsilon = q_k \times b_q = 1,89 \times 0,159 = 0,31$$

Теплофикационная нагрузка:

$$Q_T^{\text{зим}} = 0,85 \times Q_T^{\text{ном}} = 0,85 \times 355 = 301,75 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_T^{\text{лет}} = 0,3 \times Q_T^{\text{зим}} = 0,3 \times 301,75 = 90,525 \text{ Гкал/ч}$$

Теплофикационная электрическая нагрузка:

$$P_T^{\text{зим}} = 0,7 \times Q_T^{\text{зим}} - 20$$

$$Q_{\text{часзим}}^{\text{э}} = 32 + 1,84 \times P - 1 \times P_T^{\text{зим}}$$

- Зима

$$P_T^{\text{зим}} = 0,7 \times 301,75 - 20 = 191,225 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{часзим}}^{\text{э}} = 32 + 1,84 \times 250 - 1 \times 191,225 = 300,775 \text{ Гкал/ч}$$

- Лето

$$P_T^{\text{лет}} = 0,7 \times 90,525 - 20 = 43,37 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{часлет}}^{\text{э}} = 32 + 1,84 \times 100 - 1 \times 43,37 = 448,63 \text{ Гкал/ч}$$

Расход топлива на выработку электроэнергии по ТЭЦ:

- Зима

$$B_{\text{зим}} = b_q \times Q_{\text{часзим}}^{\text{э}} = 0,159 \times 300,775 = 47,82 \text{ т у. т.}$$

- Лето

$$B_{\text{лет}} = b_q \times Q_{\text{часлет}}^{\text{э}} = 0,159 \times 448,63 = 71,33 \text{ т у. т.}$$

Вывод в ремонт:

$$n \times (Q_T^{\text{летПТ}}) + n \times (Q_T^{\text{ном Т}}) \leq n \times (Q_{\text{п}}^{\text{ном ПТ}}) + (n - 1) \times (Q_T^{\text{лет Т}})$$

$$n \times (Q_T^{\text{летПТ}}) + n \times (Q_T^{\text{ном Т}}) = 2 \times 13,26 + 3 \times 301,75 = 931,77 \text{ Гкал/ч}$$

$$n \times (Q_{\text{п}}^{\text{ном ПТ}}) + (n - 1) \times (Q_T^{\text{лет Т}}) = 2 \times 85 + (3 - 1) \times \\ \times 90,525 = 351,05 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая нагрузка не обеспечивается, поэтому в летний период в ремонт котлоагрегат не выводится.

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{н}} \times n = 250 \times 3 = 750 \text{ МВт}$$

Конденсационная мощность:

$$P_{\text{к}}^{\text{мин}} = 0,05 \times P = 0,05 \times 250 = 12,5 \text{ МВт}$$

Теплофикационная электрическая мощность вписывается в базовую часть графика электрической нагрузки энергосистемы как вынужденная мощность. К вынужденной мощности ТЭЦ относятся так же и минимально необходимая конденсаторная мощность, обусловленная пропуском пара в конденсатор. Для каждого агрегата эту мощность можно принять 5 % от номинальной. Тогда полная вынужденная мощность агрегата и всей ТЭЦ определяется как:

$$P_{\text{вын}} = P_{\text{т}} + P_{\text{к}}^{\text{мин}}$$

- Зима

$$P_{\text{вын}}^{\text{зим}} = n \times (P_{\text{т}}^{\text{зим}} + P_{\text{к}}^{\text{мин}}) = 3 \times (191,225 + 12,5) = 611,18 \text{ МВт}$$

- Лето

$$P_{\text{вын}}^{\text{лет}} = (n - 1) \times (P_{\text{т}}^{\text{лет}} + P_{\text{к}}^{\text{мин}}) = 3 \times (43,37 + 12,5) = 111,7 \text{ МВт}$$

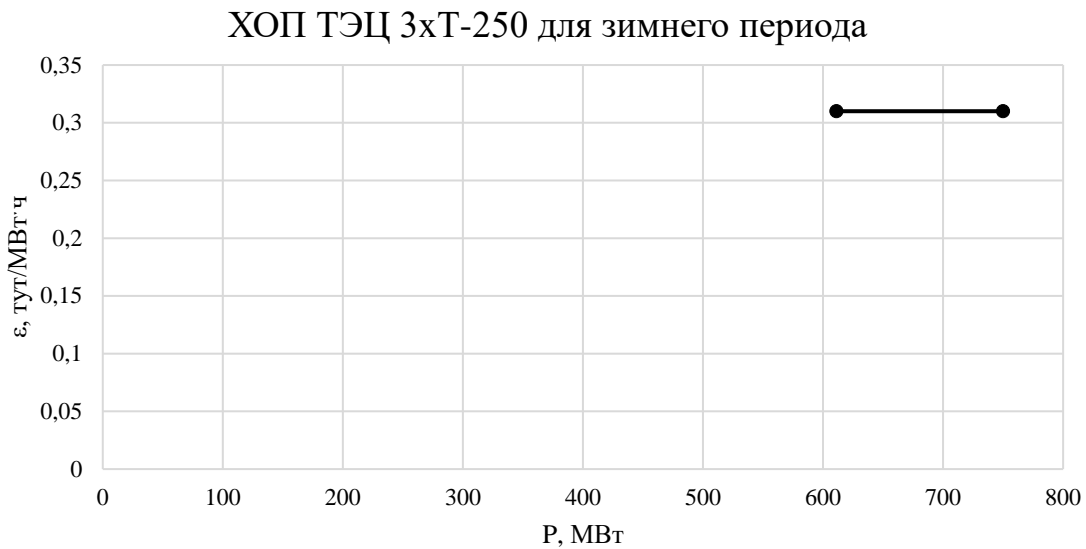


Рисунок 2.9—ХОП ТЭЦ 3хТ-250 для зимнего периода

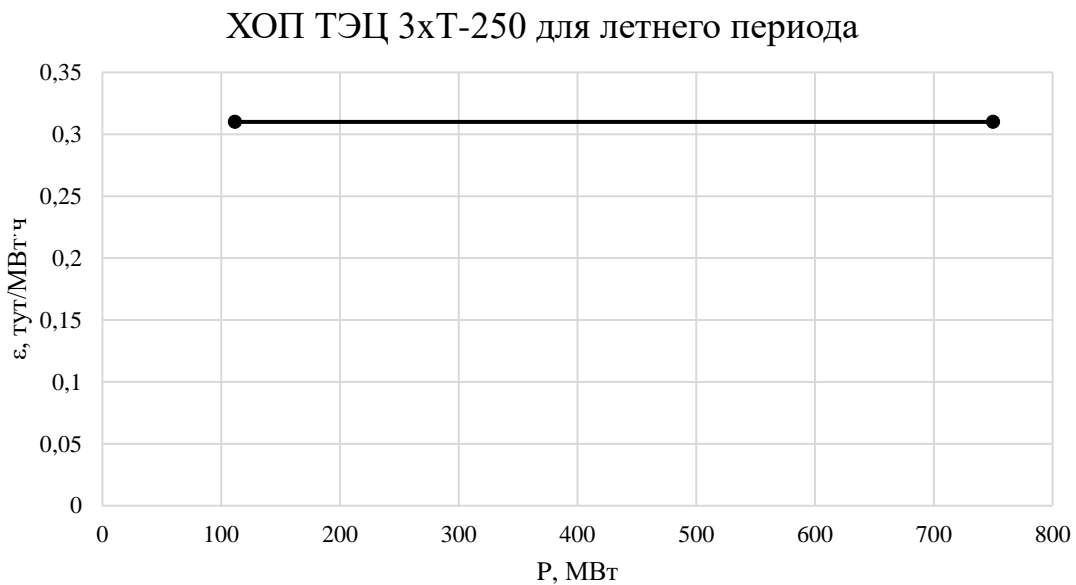


Рисунок 2.10 – ХОП ТЭЦ 3хТ-250 для летнего периода

На основании ХОП электростанций строим ХОП всей энергосистемы. Полученные таблицы и графики представлены в Приложении А.

### 3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

#### 3.1 Определение распределения электрической энергии между электростанциями

Распределение электрической энергии между электростанциями определяем по таблицам характеристик относительных приростов в приложении А, и заносим в таблицы 3.1 и 3.2:

Таблица 3.1 – Распределение электрической энергии между электростанциями в зимний период

t, час	$P_{\Sigma}$ , МВт	5xK-200	6xK-300	4xK-500	2xПТ-60	3xT-250
1	3232	595,06	886,74	1234,4	73,22	611,18
2	3232	595,06	886,74	1234,4	73,22	611,18
3	3232	595,06	886,74	1234,4	73,22	611,18
4	3232	595,06	886,74	1234,4	73,22	611,18
5	3502	595,06	950,44	1272,11	73,22	611,18
6	3771	595,06	1086,72	1404,82	73,22	611,18
7	4310	689,72	1286,7	1649,17	73,22	611,18
8	4848	805,01	1558,59	1800	73,22	611,18
9	5172	865	1620	1982,32	93,5	611,18
10	5118	865	1620	1928,32	93,5	611,18
11	4848	790,02	1553,3	1800	93,5	611,18
12	4579	725,34	1386,69	1762,29	93,5	611,18
13	4579	725,34	1386,69	1762,29	93,5	611,18
14	4848	790,02	1553,3	1800	93,5	611,18
15	5064	865	1620	1874,32	93,5	611,18
16	5118	865	1620	1928,32	93,5	611,18
17	5225	865	1620	1896,5	93,5	750
18	5387	865	1652	2000	120	750
19	5118	865	1620	1928,32	93,5	611,18
20	4848	790,02	1553,3	1800	93,5	611,18
21	4579	725,34	1386,69	1762,29	93,5	611,18
22	4310	670,04	1286,11	1649,17	93,5	611,18
23	3771	595,06	1086,04	1385,23	93,5	611,18
24	3502	595,06	953,4	1248,87	93,5	611,18
За сутки	105425	17526,33	31946,93	39571,94	2108,26	14945,96

Таблица 3.2 – Распределение электрической энергии между электростанциями летом

t, час	$P_{\text{д}}$ , МВт	5хК-200	6хК-300	4хК-500	2хПТ-60	3хТ-250
1	2694	488,04	935,27	1123,76	35,23	111,7
2	2694	488,04	935,27	1123,76	35,23	111,7
3	2694	488,04	935,27	1123,76	35,23	111,7
4	2694	488,04	935,27	1123,76	35,23	111,7
5	2963	536,03	1072,25	1207,79	35,23	111,7
6	3232	584,02	1151,05	1350	35,23	111,7
7	3771	692	1350	1582,07	35,23	111,7
8	4040	692	1350	1212,77	35,23	750
9	4310	692	1350	1462,54	55,46	750
10	4310	692	1350	1462,54	55,46	750
11	4202	692	1350	1354,54	55,46	750
12	4040	692	1350	1193,54	55,46	750
13	3502	634,84	1350	1350	55,46	111,7
14	3771	692	1350	1561,84	55,46	111,7
15	3771	692	1350	1561,84	55,46	111,7
16	3879	692	1350	1669,84	55,46	111,7
17	3933	692	1350	1723,94	55,46	111,7
18	3933	692	1350	1723,94	55,46	111,7
19	3771	692	1350	1561,84	55,46	111,7
20	3502	634,84	1350	1350	55,46	111,7
21	3232	572,02	1171,1	1321,72	55,46	111,7
22	3232	572,02	1171,1	1321,72	55,46	111,7
23	2963	542,76	1044,48	1208,6	55,46	111,7
24	2963	542,76	1044,48	1208,6	55,46	111,7
За сутки	84096	14875,45	29295,54	32884,71	1169,2	5872,3

В ходе расчета установлено, что есть необходимость продажи электроэнергии в первые 4 часа зимнего периода.

### 3.2 Определение распределения тепла между электростанциями

Произведём расчет расхода тепла на агрегат за каждый час суток с помощью энергетических характеристик турбоагрегатов согласно [2, стр.8]:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{К-200}} &= 29,48 + 1,82 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,95 \cdot (P - P_{\text{ЭК}}) = \\
 &= 29,48 + 1,82 \cdot 173 + 1,95 \cdot \left( \frac{595,055}{5} - 173 \right) = 239,061 \text{ МВт}
 \end{aligned}$$

$$Q_{\text{К-300}} = 58 + 1,805 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,9 \cdot (P - P_{\text{ЭК}}) =$$

$$= 58 + 1,805 \cdot 270 + 1,9 \cdot \left( \frac{886,74}{6} - 270 \right) = 287,83 \text{ МВт}$$

$$Q_{K-500} = 87 + 1,8 \cdot P_{\text{ЭК}} + 1,9 \cdot (P - P_{\text{ЭК}}) =$$

$$= 87 + 1,8 \cdot 450 + 1,88 \cdot \left( \frac{1234,4}{4} - 450 \right) = 631,168 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ПТ-60}} = 20 + 1,95 \cdot P - 1,11 \cdot P_{\text{Т}}, P_{\text{Т}} = 0,36 \cdot Q_{\text{П}} + 0,616 \cdot Q_{\text{Т}} - 14,5 =$$

$$= 20 + 1,95 \cdot \frac{73,222}{2} - 1,11 \cdot (0,36 \cdot 43,35 - 0,616 \cdot 44,2 - 14,5) =$$

$$= 47,21 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{Т-250}} = 15 + 1,89 \cdot P - 1,02 \cdot P_{\text{Т}}, P_{\text{Т}} = 0,63 \cdot Q_{\text{Т}} - 9,5 =$$

$$= 15 + 1,89 \cdot \frac{611,18}{3} - 1,02 \cdot (0,63 \cdot 301,75 - 9,5) = 215,83 \text{ МВ}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расход тепла на агрегат за каждый час суток зимой

t, час	5xK-200	6xK-300	4xK-500	2xПТ-60	3xТ-250
1	239,06	287,83	601,59	47,21	215,83
2	239,06	287,83	601,59	47,21	215,83
3	239,06	287,83	601,59	47,21	215,83
4	239,06	287,83	601,59	47,21	215,83
5	239,06	308,32	619,5	47,21	215,83
6	239,06	352,16	682,54	47,21	215,83
7	275,98	416,49	798,61	47,21	215,83
8	320,94	503,95	870,25	47,21	215,83
9	344,34	523,7	956,85	67,39	215,83
10	344,34	523,7	931,2	67,39	215,83
11	315,1	502,24	870,25	67,39	215,83
12	289,87	448,65	852,34	67,39	215,83
13	289,87	448,65	852,34	67,39	215,83
14	315,1	502,24	870,25	67,39	215,83
15	344,34	523,7	905,55	67,39	215,83
16	344,34	523,7	931,2	67,39	215,83
17	344,34	523,7	916,09	67,39	303,29
18	344,34	533,99	965,25	93,76	303,29
19	344,34	523,7	931,2	67,39	215,83
20	315,1	502,24	870,25	67,39	215,83
21	289,87	448,65	852,34	67,39	215,83



Продолжение таблицы 3.3

22	268,31	416,3	798,61	67,39	215,83
23	239,06	351,94	673,23	67,39	215,83
24	239,06	309,28	608,46	67,39	215,83
За сутки	7003	10338,62	19162,67	1482,29	5354,84

Таблица 3.4 – Расход тепла на агрегат за каждый час суток летом

t, час	5xK-200	6xK-300	4xK-500	2xПТ-60	3xT-250
1	209,09	302,84	535,6	30,69	36,89
2	209,09	302,84	535,6	30,69	36,89
3	209,09	302,84	535,6	30,69	36,89
4	209,09	302,84	535,6	30,69	36,89
5	216,04	347,51	588,95	30,69	36,89
6	234,76	372,85	656,5	30,69	36,89
7	276,87	436,85	766,73	30,69	36,89
8	276,87	436,85	591,32	30,69	439,02
9	276,87	436,85	709,96	50,81	439,02
10	276,87	436,85	709,96	50,81	439,02
11	276,87	436,85	658,66	50,81	439,02
12	276,87	436,85	582,18	50,81	439,02
13	254,58	436,85	656,5	50,81	36,89
14	276,87	436,85	757,12	50,81	36,89
15	276,87	436,85	757,12	50,81	36,89
16	276,87	436,85	808,42	50,81	36,89
17	276,87	436,85	834,12	50,81	36,89
18	276,87	436,85	834,12	50,81	36,89
19	276,87	436,85	757,12	50,81	36,89
20	254,58	436,85	656,5	50,81	36,89
21	230,08	379,3	643,07	50,81	36,89
22	230,08	379,3	643,07	50,81	36,89
23	218,67	338,57	589,34	50,81	36,89
24	218,67	338,57	589,34	50,81	36,89
За сутки	6016,26	9483,36	15932,5	1058,48	2896,01

### 3.3 Определение годового отпуска тепла на ТЭЦ

- 2xПТ-60:

$$Q_{\text{отпП}}^{\text{сут}} = 8 \times Q_{\text{п}} + 16 \times Q'_{\text{п}} = 8 \times 43,35 + 16 \times 72,25 = 1503 \text{ Гкал/час}$$

$$Q_{\text{отпП}}^{\text{год}} = Q_{\text{отпП}}^{\text{сут}} \times (n_{\text{л}} + n_{\text{з}}) = 1503 \times (210 + 155) = 548595 \text{ Гкал/год}$$

$$Q_{\text{отпТ}}^{\text{сут(лет)}} = Q_{\text{Т}}^{\text{лет}} \times 24 = 13,26 \times 24 = 318,2 \text{ Гкал/сут}$$

$$Q_{\text{отпТ}}^{\text{сут(зим)}} = Q_{\text{Т}}^{\text{зим}} \times 24 = 44,2 \times 24 = 1061 \text{ Гкал/сут}$$

$$Q_{\text{отпТ}}^{\text{год}} = n \times Q_{\text{отп}}^{\text{сут(лет)}} \times n_{\text{л}} + n \times Q_{\text{отп}}^{\text{сут(зим)}} \times n_{\text{з}} =$$

$$= 2 \times 318,2 \times 210 + 2 \times 1061 \times 155 =$$

$$= 462554 \text{ Гкал/год}$$

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{отпП}}^{\text{год}} + Q_{\text{отпТ}}^{\text{год}} = 548595 + 462554 = 1011149 \text{ Гкал/год}$$

• 3хТ-250:

$$Q_{\text{отпТ}}^{\text{сут(лет)}} = Q_{\text{Т}}^{\text{лет}} \times 24 = 90,525 \times 24 = 2173 \text{ Гкал/сут}$$

$$Q_{\text{отпТ}}^{\text{сут(зим)}} = Q_{\text{Т}}^{\text{зим}} \times 24 = 301,75 \times 24 = 7242 \text{ Гкал/сут}$$

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = (n - 1) \times Q_{\text{отп}}^{\text{сут(лет)}} \times n_{\text{л}} + n \times Q_{\text{отп}}^{\text{сут(зим)}} \times n_{\text{з}} = (3 - 1) \times 2173 \times 210 +$$

$$+ 3 \times 7242 \times 155 = 4280190 \text{ Гкал/год}$$

Отпущенная тепловая энергия для двух агрегатов:

$$Q_{\text{отп}}^{\text{год}} = Q_{\text{отп(2хПТ-60)}}^{\text{год}} + Q_{\text{отп(2хТ-250)}}^{\text{год}} = 1011149 + 4280190 =$$

$$= 5291339 \text{ Гкал/год}$$

## 4. РАСЧЁТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### 4.1 Расчет годовой выработки мощности по энергосистеме

Число часов использования установленной мощности энергосистемы:

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

Таблица 4.1 – Суточная выработка мощности (зимний период)

Станция	5хК-200	6хК-300	4хК-500	2хПТ-60	3хТ-250
Рсут, МВт	17526,33	31946,93	39571,94	2108,26	14945,96

Таблица 4.2 – Суточная выработка мощности (летний период)

Станция	5хК-200	6хК-300	4хК-500	2хПТ-60	3хТ-250
Рсут, МВт	14875,45	29295,54	32884,71	1169,2	5872,3

- КЭС 5хК-200

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{КЭС}(5\text{хК}-200)} &= \sum P_{\text{зим}} \times n_{\text{з}} + \sum P_{\text{лет}} \times n_{\text{лет}} = 17526,33 \times 155 + 14875,45 \times \\ &\times 210 = 5\,840\,425,65 \text{ МВт} \times \text{ч} \\ h_y &= \frac{5\,840\,425,65}{1000} = 5840,43 \text{ ч}\end{aligned}$$

- КЭС 6хК-300

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{КЭС}(6\text{хК}-300)} &= \sum P_{\text{зим}} \times n_{\text{з}} + \sum P_{\text{лет}} \times n_{\text{лет}} = 31946,93 \times 155 + 29295,54 \times \\ &\times 210 = 11\,103\,837,55 \text{ МВт} \times \text{ч} \\ h_y &= \frac{11\,103\,837,55}{1800} = 6168,8 \text{ ч}\end{aligned}$$

- КЭС 4хК-500

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{КЭС}(4\text{хК}-500)} &= \sum P_{\text{зим}} \times n_{\text{з}} + \sum P_{\text{лет}} \times n_{\text{лет}} = 39571,94 \times 155 + 32884,71 \times \\ &\times 210 = 13\,039\,439,8 \text{ МВт} \times \text{ч}\end{aligned}$$

$$h_y = \frac{13\,039\,439,8}{2000} = 6519,72 \text{ ч}$$

- ТЭЦ 2хПТ-60

$$\begin{aligned} \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}(2\text{хПТ}-60)} &= \sum P_{\text{зим}} \times n_3 + \sum P_{\text{лет}} \times n_{\text{лет}} = 2108,26 \times 155 + 1169,2 \times \\ &\times 210 = 572\,312,3 \text{ МВт} \times \text{ч} \\ h_y &= \frac{572312,3}{120} = 4769,27 \text{ ч} \end{aligned}$$

- ТЭЦ 3хТ-250

$$\begin{aligned} \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}(3\text{хТ}-250)} &= \sum P_{\text{зим}} \times n_3 + \sum P_{\text{лет}} \times n_{\text{лет}} = 14945,96 \times 155 + 5872,3 \times \\ &\times 210 = 3\,549\,806,8 \text{ МВт} \times \text{ч} \\ h_y &= \frac{3549806,8}{750} = 4733,08 \text{ ч} \end{aligned}$$

### Энергосистема:

$$\begin{aligned} \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ЭС}} &= \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{кэс}(5\text{хК}-200)} + \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{кэс}(6\text{хК}-300)} + \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)} + \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}(2\text{хПТ}-60)} + \\ &+ \mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ТЭЦ}(3\text{хТ}-250)} = 5840425,65 + 11103837,55 + 13039439,8 + \\ &+ 572312,3 + 3549806,8 = 34\,105\,822,1 \text{ МВт} \times \text{ч} \\ N_y^{\text{ЭС}} &= N_y^{\text{кэс}(4\text{хК}-200)} + N_y^{\text{кэс}(6\text{хК}-300)} + N_y^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)} + N_y^{\text{ТЭЦ}(2\text{хПТ}-60)} + \\ &+ N_y^{\text{ТЭЦ}(2\text{хТ}250)} = 1000 + 1800 + 2000 + 120 + 750 = 5670 \text{ МВт} \\ h_y^{\text{ЭС}} &= \frac{\mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{ЭС}}}{N_y^{\text{ЭС}}} = \frac{34105822,1}{5670} = 6015,14 \text{ ч} \end{aligned}$$

## 4.2 Расчет годового расхода топлива по энергосистеме

Удельный расход топлива на отпуск тепла:

$$b_q = \frac{1}{7 \times \eta_k} = \frac{1}{7 \times 0,87} = 0,164$$

Суточный расход топлива:

$$B_c = b_q \times \sum Q^{\text{сут}}$$

Удельный расход топлива на 1 кВт×ч, отпущенный в сеть:

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{э}}^{\text{год}}}{\text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}}}$$

- КЭС 5хК-200:

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{зим}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{зим}} \times n = 0,164 \times 7003 \times 5 = 5742,46 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{лет}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{лет}} \times (n - 1) = 0,164 \times 6016,26 \times (5 - 1) = 3946,67 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{год}}^{\text{КЭС}(5\text{хК}-200)} = B_{\text{СКЭС}}^{\text{зим}} \times n_{\text{з}} + B_{\text{СКЭС}}^{\text{лет}} \times n_{\text{л}} = 5742,46 \times 155 + 3946,67 \times 210 = 1\,718\,882 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{КЭС}(5\text{хК}-200)}}{\text{Э}_{\text{выр}}^{\text{КЭС}(5\text{хК}-200)}} = \frac{1718882}{5840425,65} = 0,294 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

- 6хК-300

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{зим}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{зим}} \times n = 0,164 \times 10338,62 \times 6 = 10173,2 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{лет}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{лет}} \times (n - 1) = 0,164 \times 9483,36 \times (6 - 1) = 7776,36 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{год}}^{\text{КЭС}(6\text{хК}-300)} = B_{\text{СКЭС}}^{\text{зим}} \times n_{\text{з}} + B_{\text{СКЭС}}^{\text{лет}} \times n_{\text{л}} = 10173,2 \times 155 + 7776,36 \times 210 = 3209881,6 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{КЭС}(6\text{хК}-300)}}{\text{Э}_{\text{выр}}^{\text{КЭС}(6\text{хК}-300)}} = \frac{3209881,6}{11103837,55} = 0,289 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

- 4хК-500

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{зим}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{зим}} \times n = 0,164 \times 19162,67 \times 4 = 12570,71 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{СКЭС}}^{\text{лет}} = b_q \times \sum Q_{\text{КЭС}}^{\text{лет}} \times (n - 1) = 0,164 \times 15932,5 \times (4 - 1) = 7838,79 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{год}}^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)} = B_{\text{скэс}}^{\text{зим}} \times n_3 + B_{\text{скэс}}^{\text{лет}} \times n_{\text{л}} = 12570,71 \times 155 + 7838,79 \times \\ \times 210 = 3594605,95 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)}}{\mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)}} = \frac{3594605,95}{13039439,8} = 0,276 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

- 2 х ПТ-60

$$B_{\text{стэц}}^{\text{зим}} = b_q \times \sum Q_{\text{тэц}}^{\text{зим}} \times n = 0,164 \times 1482,29 \times 2 = 486,19 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{стэц}}^{\text{лет}} = b_q \times \sum Q_{\text{тэц}}^{\text{лет}} \times n = 0,164 \times 1058,48 \times 2 = 173,59 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{годээ}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} = B_{\text{стэц}}^{\text{зим}} \times n_3 + B_{\text{стэц}}^{\text{лет}} \times n_{\text{л}} = 486,19 \times 155 + 173,59 \times 210 = \\ = 111813,35 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{годтэ}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \times b_q = 1011149 \times 0,164 = 165828,44 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{год}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} = B_{\text{годээ}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} + B_{\text{годтэ}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} = 111813,35 + 165828,44 = \\ = 277641,79 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)}}{\mathfrak{E}_{\text{выр}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)}} = \frac{277641,79}{572312,3} = 0,485 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

- ТЭЦ 3хТ-250

$$B_{\text{стэц}}^{\text{зим}} = b_q \times \sum Q_{\text{тэц}}^{\text{зим}} \times n = 0,164 \times 5354,84 \times 3 = 2634,58 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{стэц}}^{\text{лет}} = b_q \times \sum Q_{\text{тэц}}^{\text{лет}} \times (n - 1) = 0,164 \times 2896,01 \times (3 - 1) = 949,89 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{годээ}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} = B_{\text{стэц}}^{\text{зим}} \times n_3 + B_{\text{стэц}}^{\text{лет}} \times n_{\text{л}} = 2634,58 \times 155 + \\ + 949,89 \times 210 = 607836,8 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{годтэ}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} = Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \times b_q = 4280190 \times 0,164 = 701951,16 \text{ т. у. т.}$$

$$B_{\text{год}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} = B_{\text{годээ}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} + B_{\text{годтэ}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} = 607836,8 + 701951,16 = \\ = 1309787,96 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)}}{\text{Э}_{\text{выр}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)}} = \frac{1309787,96}{3549806,8} = 0,369 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

**Удельный расход топлива по энергосистеме:**

$$B_{\text{год}}^{\text{ээ}} = B_{\text{год}}^{\text{кэс}(5\text{хК}-200)} + B_{\text{год}}^{\text{кэс}(6\text{хК}-300)} + B_{\text{год}}^{\text{кэс}(4\text{хК}-500)} + B_{\text{год}}^{\text{тэц}(2\text{хПТ}-60)} + \\ + B_{\text{год}}^{\text{тэц}(3\text{хТ}-250)} = 1\,718\,882 + 3\,209\,881,6 + 3\,594\,605,95 + \\ + 277\,641,79 + 1\,309\,787,96 = 10\,110\,799,3 \text{ т. у. т.}$$

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\text{год}}^{\text{ээ}}}{\text{Э}_{\text{год}}^{\text{выр}}} = \frac{10\,110\,799,3}{34\,105\,822,1} = 0,296 \text{ кг/кВт} \times \text{ч}$$

#### 4.3 Расчет эксплуатационных расходов в энергосистеме

**Условно-переменные затраты:**

$$C_{\text{т}} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B,$$

где  $\text{Ц}_{\text{т}}$  – цена тонны условного топлива  $\text{Ц}_{\text{т}} = 210 \text{ USD/т у. т.}$ , по курсу 2,5 рублей за 1 доллар (данные НБ РБ на 25.09.2021).

$$C_{\text{т}}^{5\text{хК}-200} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B_{\text{год}}^{5\text{хК}-200} = 210 \times 1\,718\,882 = 360\,965\,220 \text{ USD}$$

$$C_{\text{т}}^{6\text{хК}-300} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B_{\text{год}}^{6\text{хК}-300} = 210 \times 3\,209\,881,6 = 674\,075\,136 \text{ USD}$$

$$C_{\text{т}}^{4\text{хК}-500} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B_{\text{год}}^{4\text{хК}-500} = 210 \times 3\,594\,605,95 = 754\,867\,249,5 \text{ USD}$$

$$C_{\text{т}}^{2\text{хПТ}-60} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B_{\text{год}}^{2\text{хПТ}-60} = 210 \times 277\,641,79 = 58\,304\,775,9 \text{ USD}$$

$$C_{\text{т}}^{3\text{хТ}-250} = \text{Ц}_{\text{т}} \times B_{\text{год}}^{3\text{хТ}-250} = 210 \times 1\,309\,787,96 = 275\,055\,471,6 \text{ USD}$$

**В целом по энергосистеме:**

$$C_{\text{т}}^{\text{эс}} = C_{\text{т}}^{5\text{хК}-200} + C_{\text{т}}^{6\text{хК}-300} + C_{\text{т}}^{4\text{хК}-500} + C_{\text{т}}^{2\text{хПТ}-60} + C_{\text{т}}^{3\text{хТ}-250} = \\ = (360\,965\,220 + 674\,075\,136 + 754\,867\,249,5 + \\ + 58\,304\,775,9 + 275\,055\,471,6) \times 2,5 = 5\,308\,169\,632,5 \text{ руб.}$$

**Условно-постоянные расходы:**

Амортизационные отчисления:

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

где  $P_{ам}$  – годовая норма амортизационных отчислений, о.е. [2, табл. 5.1]

$$P_{ам}^{5xK-200} = 6,5 \%$$

$$P_{ам}^{6xK-300} = 6,8 \%$$

$$P_{ам}^{4xK-500} = 7,15 \%$$

$$P_{ам}^{2xПТ-60} = 6,9 \%$$

$$P_{ам}^{3xТ-250} = 7,8 \%$$

$K_y$  – удельные капиталовложения в электростанцию. [2, табл. 5.2]

$$K_y^{5xK-200} = 147 \text{ руб./кВт};$$

$$K_y^{6xK-300} = 120 \text{ руб./кВт};$$

$$K_y^{4xK-500} = 132 \text{ руб./кВт};$$

$$K_y^{2xПТ-60} = 240 \text{ руб./кВт};$$

$$K_y^{3xТ-250} = 240 \text{ руб./кВт};$$

Для перевода  $K_y$  от 1991 к ценам 2021 года используем коэффициент перевода:  $K = 0,001189$ .

- КЭС 5xK-200

$$C_{ам}^{5xK-200} = P_{ам} \times K_y \times N_y = \frac{6,5}{100} \times 147 \times 1000 \times 10^3 \times 0,001189 = 11360,9 \text{ руб}$$

- КЭС 6xK-300

$$\begin{aligned} C_{ам}^{6xK-300} &= P_{ам} \times K_y \times N_y = \frac{6,8}{100} \times 120 \times 1800 \times 10^3 \times 0,001189 = \\ &= 17464,03 \text{ руб.} \end{aligned}$$

- КЭС 4xK-500

$$\begin{aligned} C_{ам}^{4xK-500} &= P_{ам} \times K_y \times N_y = \frac{7,15}{100} \times 132 \times 2000 \times 10^3 \times 0,001189 = \\ &= 22443,56 \text{ руб.} \end{aligned}$$

- ТЭЦ 2xПТ-60



$$C_{\text{ам}}^{2\text{xPT}-60} = P_{\text{ам}} \times K_y \times N_y = \frac{6,9}{100} \times 240 \times 120 \times 10^3 \times 0,001189 = 2362,78 \text{ руб.}$$

- ТЭЦ 3хТ-250

$$C_{\text{ам}}^{3\text{xT}-250} = P_{\text{ам}} \times K_y \times N_y = \frac{7,8}{100} \times 240 \times 750 \times 10^3 \times 0,001189 = 16693,56 \text{ руб.}$$

**В целом по энергосистеме:**

$$\begin{aligned} C_{\text{ам}}^{\text{эс}} &= C_{\text{ам}}^{5\text{xK}-200} + C_{\text{ам}}^{6\text{xK}-300} + C_{\text{ам}}^{4\text{xK}-500} + C_{\text{ам}}^{2\text{xPT}-60} + C_{\text{ам}}^{3\text{xT}-250} = \\ &= 11360,9 + 17464,03 + 22443,56 + 2362,78 + 16693,56 = \\ &= 70324,83 \text{ руб.} \end{aligned}$$

**Заработная плата:**

$$C_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \times N_y \times \Phi_{\text{зп}}^{\text{год}}$$

где  $K_{\text{шт}}$  – штатный коэффициент для компенсационной электростанции;  
[2, табл. 5.3]

$$K_{\text{шт}}^{5\text{xK}-200} = 0,577 \text{ чел./МВт};$$

$$K_{\text{шт}}^{6\text{xK}-300} = 0,29 \text{ чел./МВт};$$

$$K_{\text{шт}}^{4\text{xK}-500} = 0,363 \text{ чел./МВт};$$

$$K_{\text{шт}}^{2\text{xPT}-60} = 2,14 \text{ чел./МВт};$$

$$K_{\text{шт}}^{3\text{xT}-250} = 0,69 \text{ чел./МВт};$$

$\Phi_{\text{зп}}^{\text{год}}$  – среднегодовой фонд заработной платы

$$\Phi_{\text{зп}}^{\text{год}} = \text{Пср. год} \times n = 1100 \times 12 = 13200 \text{ руб/чел} \times \text{год}$$

- КЭС 5хК-200

$$C_{\text{зп}}^{5\text{xK}-200} = K_{\text{шт}} \times N_y^{5\text{xK}-200} \times \Phi_{\text{зп}}^{\text{год}} = 0,577 \times 1000 \times 13200 = 7\,616\,400 \text{ руб.}$$

- КЭС 6хК-300

$$C_{\text{зп}}^{6\text{xK}-300} = K_{\text{шт}} \times N_y^{6\text{xK}-300} \times \Phi_{\text{зп}}^{\text{год}} = 0,29 \times 1800 \times 13200 = 6\,890\,400 \text{ руб.}$$

- КЭС 4хК-500

$$C_{\text{зп}}^{4\text{xK}-500} = K_{\text{шт}} \times N_y^{4\text{xK}-500} \times \Phi_{\text{зп}}^{\text{год}} = 0,363 \times 2000 \times 13200 = 9\,583\,200 \text{ руб.}$$

- КЭС 2хПТ-60

$$C_{3П}^{2хПТ-60} = K_{шт} \times N_y^{2хПТ-60} \times \Phi_{3П}^{год} = 2,14 \times 120 \times 13200 = 3\,389\,760 \text{ руб.}$$

- КЭС 3хТ-250

$$C_{3П}^{3хТ-250} = K_{шт} \times N_y^{3хТ-250} \times \Phi_{3П}^{год} = 0,69 \times 750 \times 13200 = 6\,831\,000 \text{ руб.}$$

**В целом по энергосистеме:**

$$C_{3П}^{эс} = C_{3П}^{5хК-200} + C_{3П}^{6хК-300} + C_{3П}^{4хК-500} + C_{3П}^{4хПТ-60} + C_{3П}^{3хТ-250} =$$

$$= 7616400 + 6890400 + 9583200 + 3389760 + 6831000 = 34\,310\,760 \text{ руб.}$$

**Суммарные эксплуатационные затраты по всем электростанциям энергосистемы:**

$$C_{\Sigma} = (C_T^{эс} + C_{ам}^{эс} + C_{3П}^{эс}) \times (1 + \alpha) =$$

$$= (C_T^{эс} + C_{ам}^{эс} + C_{3П}^{эс}) \times (1 + \alpha) = (5308169632,5 +$$

$$+ 70324,83 + 34310760) \times (1 + 1) = 10\,685\,101\,434,66 \text{ руб}$$

где:  $\alpha$ -коэффициент, учитывающий прочие расходы,  $\alpha=1$

#### 4.4 Расчет себестоимость отпуска тепла и электроэнергии

Себестоимость единицы тепла, отпущенной для КЭС [1, с. 17]:

$$C_{КЭС}^{эж} = C_T \times B_{год}^{КЭС} + (C_{ам}^{КЭС} + C_{3П}^{КЭС}) \times (1 + \alpha), \text{ руб.}$$

где  $\alpha$ -коэффициент, учитывающий прочие расходы,  $\alpha = 1$

$$C_{5хК-200}^{эж} = C_T \times B_{год}^{5хК-200} + (C_{ам}^{5хК-200} + C_{3П}^{5хК-200}) \times (1 + \alpha) = 210 \times 2,5 \times$$

$$\times 1718882 + (11360,9 + 7616400) \times (1 + 1) = 917\,668\,571,8 \text{ руб.}$$

$$C_{6хК-300}^{эж} = C_T \times B_{год}^{6хК-300} + (C_{ам}^{6хК-300} + C_{3П}^{6хК-300}) \times (1 + \alpha) = 210 \times 2,5 \times$$

$$\times 3209881,6 + (17464,03 + 6890400) \times (1 + 1) = 1\,699\,003\,568,06 \text{ руб.}$$

$$C_{4хК-500}^{эж} = C_T \times B_{год}^{4хК-500} + (C_{ам}^{4хК-500} + C_{3П}^{4хК-500}) \times (1 + \alpha) = 210 \times 2,5 \times$$

$$\times 3594605,95 + (22443,56 + 9583200) \times (1 + 1) = 1\,906\,379\,410,87 \text{ руб.}$$

**Себестоимость единицы тепла, отпущенной для ТЭЦ:**

$$C_{ТЭЦ}^{эж} = C_T \times B_{год}^{ТЭЦ} + 0,6 \times (C_{ам}^{ТЭЦ} + C_{3П}^{ТЭЦ}) \times (1 + \alpha), \text{ руб.}$$

$$C_{\text{КЭС}}^{\text{ЭЭ}} = \Pi_{\text{т}} \times B_{\text{годТЭ}}^{\text{КЭС}} + 0,4 \times (C_{\text{ам}}^{\text{ТЭЦ}} + C_{\text{3п}}^{\text{ТЭЦ}}) \times (1 + \alpha), \text{руб.}$$

- 2хПТ-60

$$\begin{aligned} C_{2\text{хПТ}-60}^{\text{ЭЭ}} &= \Pi_{\text{т}} \times B_{\text{годЭЭ}}^{2\text{хПТ}-60} + 0,6 \times (C_{\text{ам}}^{2\text{хПТ}-60} + C_{\text{3п}}^{2\text{хПТ}-60}) \times (1 + \alpha) = 210 \times \\ &\times 2,5 \times 111813,35 + 0,6 \times (2362,78 + 3389760) \times (1 + 1) = \\ &= 62\,772\,556,09 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{2\text{хПТ}-60}^{\text{ТЭ}} &= \Pi_{\text{т}} \times B_{\text{годТЭ}}^{2\text{хПТ}-60} + 0,4 \times (C_{\text{ам}}^{2\text{хПТ}-60} + C_{\text{3п}}^{2\text{хПТ}-60}) \times (1 + \alpha) = 210 \times \\ &\times 2,5 \times 165828,44 + 0,4 \times (2362,78 + 3389760) \times (1 + 1) = \\ &= 89\,773\,629,22 \text{ руб.} \end{aligned}$$

- 3хТ-250

$$\begin{aligned} C_{3\text{хТ}-250}^{\text{ЭЭ}} &= \Pi_{\text{т}} \times B_{\text{годЭЭ}}^{3\text{хТ}-250} + 0,6(C_{\text{ам}}^{3\text{хТ}-250} + C_{\text{3п}}^{3\text{хТ}-250}) \times (1 + \alpha) = 210 \times 2,5 \times \\ &\times 607836,8 + 0,6 \times (16693,56 + 6831000) \times (1 + 1) = \\ &= 327\,331\,552,27 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{3\text{хТ}-250}^{\text{ТЭ}} &= \Pi_{\text{т}} \times B_{\text{годТЭ}}^{3\text{хТ}-60} + 0,4(C_{\text{ам}}^{3\text{хТ}-250} + C_{\text{3п}}^{3\text{хТ}-250}) \times (1 + \alpha) = 210 \times 2,5 \times \\ &\times 701951,16 + 0,4 \times (16693,56 + 6831000) \times (1 + 1) = \\ &= 374\,002\,513,85 \text{ руб.} \end{aligned}$$

**Суммарные затраты в энергосистеме:**

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}} + C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}}, \text{руб}$$

$$\begin{aligned} C_{\Sigma}^{\text{ЭЭ}} &= C_{5\text{хК}-200}^{\text{ЭЭ}} + C_{6\text{хК}-300}^{\text{ЭЭ}} + C_{4\text{хК}500}^{\text{ЭЭ}} + C_{2\text{хПТ}-60}^{\text{ЭЭ}} + C_{3\text{хТ}-250}^{\text{ЭЭ}} = \\ &= 917668571,8 + 1699003568,06 + 1906379410,87 + \\ &+ 62772556,09 + 327331552,27 = 4\,913\,155\,659,09 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}} &= C_{2\text{хПТ}-60}^{\text{ТЭ}} + C_{3\text{хТ}-250}^{\text{ТЭ}} = 89773629,22 + 374002513,85 = \\ &= 463\,776\,143,07 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$C_{\Sigma} = 4\,913\,155\,659,09 + 463\,776\,143,07 = 5\,376\,931\,802,16 \text{ руб}$$

**Себестоимость 1 кВт×ч, отпущенного в сеть:**

$$C_{\text{ээ}} = \frac{C_{\Sigma}^{\text{ээ}}}{\Xi_{\text{выр}}^{\text{эс}}}, \text{руб./кВт} \times \text{ч}$$

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

$$C_{\text{ээ}} = \frac{C_{\Sigma}^{\text{ээ}}}{\Xi_{\text{выр}}^{\text{эс}}} = \frac{4\,913\,155\,659,09}{34105822,1 \times 1000} = 0,144 \text{ руб./кВт} \times \text{ч}$$

**Себестоимость единицы тепла, отпущенной от всех ТЭЦ:**

$$C_{\text{тэ}} = \frac{C_{\Sigma}^{\text{тэ}}}{Q_{\Sigma}^{\text{отп}}}, \text{руб./Гкал}$$

$$C_{\text{тэ}} = \frac{C_{\Sigma}^{\text{тэ}}}{Q_{\Sigma}^{\text{отп}}} = \frac{463\,776\,143,07}{5\,291\,339} = 87,65 \text{ руб./Гкал}$$

**Эксплуатационные расходы в электрических сетях:**

$$C_{\text{эс}} = p \times K_{\text{эс}}, \text{руб}$$

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

$K_{\text{эс}}$  – стоимость электрических сетей, принимаемая равной 30% от стоимости электростанций, руб:

$$\begin{aligned} K_{\text{эс}} = & 0,3 \times (K_{y5xK-200} \times N_y^{5xK-200} + K_{y6xK-300} \times N_y^{6xK-300} + \\ & + K_{y4xK-500} \times N_y^{4xK-500} + \\ & + K_{y2xПТ-60} \times N_y^{2xПТ-60} + K_{y3xТ-250} \times N_y^{3xТ-250}) \times 1000 = 0,3 \times (147 \times 1000 + \\ & + 120 \times 1800 + 132 \times 2000 + 200 \times 120 + 200 \times 750) \times 1000 \times 2,5 = \\ & = 626\,850\,000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$C_{\text{эс}} = 0,07 \times 626\,850\,000 = 43\,879\,500 \text{ руб}$$

**Общие затраты в энергосистеме, относимые к электроэнергии:**

$$C_{\text{эН}}^{\text{ээ}} = C_{\Sigma} + C_{\text{эс}}, \text{руб}$$

$$C_{\text{ЭЭ}}^{\text{ЭЭ}} = C_{\Sigma} + C_{\text{ЭС}} = 5\,376\,931\,802,16 + 43\,879\,500,00 = 5\,420\,811\,302,16 \text{ руб}$$

**Себестоимость 1 кВт × ч энергии, полезно отпущенной потребителям:**

$$C_{\text{ЭЭ}}^{\text{пол}} = \frac{C_{\text{ЭЭ}}^{\text{ЭЭ}} + C_{\text{пок}} - C_{\text{прод}}}{\text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}} \times (1 - K_{\text{пок}})}$$

где  $K_{\text{пот}}$  – коэффициент потерь в сетях:  $K_{\text{пот}} = 0,1$ ;

**Количество покупной и продаваемой энергии:**

$$\text{Э}_{\text{прод}} = (168,6 \times 4) \times 155 = 104\,532 \text{ МВт}$$

$$C_{\text{прод}} = \text{Э}_{\text{прод}} \times T_{\text{мэс}} = 104\,532 \times 1000 \times 0,16 = 16\,725\,120 \text{ руб.}$$

Где  $T_{\text{мэс}}$  -тариф на межсистемный переток

$$C_{\text{ЭЭ}}^{\text{пол}} = \frac{C_{\text{ЭЭ}}^{\text{ЭЭ}} + C_{\text{пок}} - C_{\text{прод}}}{\text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}} \times (1 - K_{\text{пот}})} = \frac{5\,420\,811\,302,16 - 16\,725\,120}{341\,058\,22,1 \times 1000 \times (1 - 0,1)} =$$

$$= 0,176 \text{ руб./кВт} \times \text{ч}$$

#### 4.5 Расчет основных показателей экономической эффективности

**Стоимость реализации энергии:**

$$Д = \text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}} \times (1 - K_{\text{пот}}) \times T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}} + Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \times T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}}, \text{ руб}$$

где:  $T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}}$ -средний тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям,

$$T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}} = 0,28666 \times \frac{2,5}{2,5789} = 0,278 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{ч}}$$

$T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}}$ -средний тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям,

$$T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}} = 128 \times \frac{2,5}{2,5789} = 124,388 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{ч}}$$

$$Д = \text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}} \times (1 - K_{\text{пот}}) \times T_{\text{ЭЭ}}^{\text{ср}} + Q_{\text{отп}}^{\text{год}} \times T_{\text{ТЭ}}^{\text{ср}} = 341\,058\,22,1 \times 1000 \times (1 - 0,1) \times$$

$$\times 0,278 + 529\,133,9 \times 124,388 = 9\,191\,455\,764,95 \text{ руб.}$$

**Прибыль энергосистемы:**

$$\Pi = Д - (C_{\text{ЭЭ}} + C_{\text{пок}} - C_{\text{прод}})$$

$$C_{\text{ЭЭ}} = C_{\text{ЭЭ}}^{\text{ЭЭ}} + C_{\Sigma}^{\text{ТЭ}} = 5\,420\,811\,302,16 + 463\,776\,143,07 = 5\,884\,587\,445,23 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} \Pi &= 9\,191\,455\,764,95 - (5\,884\,587\,445,23 - 16\,725\,120) = \\ &= 3\,323\,593\,439,72 \text{ руб} \end{aligned}$$

**Прибыль, остающаяся в распоряжении энергосистемы, после осуществления всех выплат:**

$$\Pi_{\text{ост}} = (1 - j) \times \Pi, \text{ руб.}$$

где  $j$  – налог на прибыль:  $j = 18 \%$ .

$$\Pi_{\text{ост}} = (1 - j) \times \Pi = (1 - 0,18) \times 3\,323\,593\,439,72 = 2\,725\,346\,620,57 \text{ руб.}$$

**Хозрасчётный доход предприятия:**

$$X_{\text{д}} = C_{\text{зп}}^{\text{ЭС}} + \Pi_{\text{ост}}, \text{ руб.}$$

$$X_{\text{д}} = C_{\text{зп}}^{\text{ЭС}} + \Pi_{\text{ост}} = 34\,310\,760,00 + 2\,725\,346\,620,57 = 2\,759\,657\,380,57 \text{ руб.}$$

**Фондоотдача**

$$\begin{aligned} \Phi_0 &= 1,3 \times (K_{y5xK-200} \times N_y^{5xK-200} + K_{y6xK-300} \times N_y^{6xK-300} + \\ &+ K_{y4xK-500} \times N_y^{4xK-500} + K_{y2xПТ-60} \times N_y^{2xПТ-60} + K_{y3xТ-250} \times N_y^{3xТ-250}) \times \\ &\times 1000 = 1,3 \times (147 \times 1000 + \\ &+ 120 \times 1800 + 132 \times 2000 + 200 \times 120 + 200 \times 750) \times 1000 \times 2,5 = \\ &= 2\,716\,350\,000 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$K_{\Phi_0} = \frac{Д}{\Phi_0}$$

$$K_{\Phi_0} = \frac{Д}{\Phi_0} = \frac{9\,191\,455\,764,95}{2\,716\,350\,000} = 3,384$$

**Рентабельность**

$$K_{\text{рен}} = \frac{\Pi}{\Phi_0}$$

$$K_{\text{рен}} = \frac{\Pi}{\Phi_0} = \frac{3\,323\,593\,439,72}{2\,716\,350\,000} = 1,224$$

**Коэффициент эффективности использования установленной мощности электростанций и всей энергосистемы:**

где  $N_{\text{раб}}^{\text{ср}}$  – средняя рабочая мощность [1, с. 19]:

$$K_{\text{э}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ср}}}{N_{\text{у}}^{\text{ср}}}$$

$$N_{\text{раб}}^{\text{ср}} = N_{\text{у}}^{\text{ср}} - N_{\text{плрем}}^{\text{ср}} - N_{\text{вынрем}}^{\text{ср}} - N_{\text{кот}}^{\text{ср}} - N_{\text{пер}}^{\text{ср}} - N_{\text{отр}}^{\text{ср}}, \text{ МВт}$$

При определении  $N_{\text{раб}}^{\text{ср}}$ , учитывается только вывод в плановый ремонт  $N_{\text{плрем}}^{\text{ср}}$ . Все остальные слагаемые в целях упрощения расчета опущены. Для одного энергоблока:

$$N_{\text{плрем}}^{\text{ср}} = N_{\text{у}} \times \frac{T_{\text{рем}}}{T_{\text{К}}}, \text{ МВт}$$

где  $N_{\text{у}}$  – установленная мощность блока;

$T_{\text{рем}}$  – время его ремонта:  $T_{\text{рем}} = 210$  дней;

$T_{\text{К}}$  – время календарного периода:  $T_{\text{К}} = 365$  дней.

Среднюю установленную мощность принимаем равной номинальной, пренебрегая, с целью упрощения, различными факторами, снижающими эту мощность.

- 5xK-200

$$N_{\text{плрем}5\text{xK}-200}^{\text{ср}} = N_{\text{у}} \times \frac{T_{\text{рем}}}{T_{\text{К}}} = 200 \times \frac{210}{365} = 115,07 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{раб}5\text{xK}-200} = N_{\text{у}}^{5\text{xK}-200} - N_{\text{плрем}5\text{xK}-200}^{\text{ср}} = 1000 - 115,07 = 884,93 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{э}}^{5\text{xK}-200} = \frac{N_{\text{раб}5\text{xK}-200}}{N_{\text{у}}^{5\text{xK}-200}} = \frac{884,93}{1000} = 0,885$$

- 8xK-300

$$N_{\text{плрем}6\text{xK}-300}^{\text{ср}} = N_{\text{у}} \times \frac{T_{\text{рем}}}{T_{\text{К}}} = 300 \times \frac{210}{365} = 172,6 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{раб}6\text{xK}-300} = N_{\text{у}}^{6\text{xK}-300} - N_{\text{плрем}6\text{xK}-300}^{\text{ср}} = 1800 - 172,6 = 1627,4 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{э}}^{6\text{xK}-00} = \frac{N_{\text{раб}6\text{xK}-300}}{N_{\text{у}}^{6\text{xK}-300}} = \frac{1627,4}{1800} = 0,904$$

- 5 x K-500

$$N_{\text{пл.рем4xK-500}}^{\text{cp}} = N_y \times \frac{T_{\text{рем}}}{T_K} = 500 \times \frac{210}{365} = 287,67 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{раб4xK-500}} = N_y^{4xK-500} - N_{\text{пл.рем4xK-500}}^{\text{cp}} = 2000 - 287,67 = 1712,33 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{э}}^{4xK-500} = \frac{N_{\text{раб4xK-500}}}{N_y^{4xK-500}} = \frac{1712,33}{2000} = 0,856$$

- 2xПТ-60

$$N_{\text{пл.рем2xПТ-60}}^{\text{cp}} = 0 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{раб2xПТ-60}} = N_y^{2xПТ-60} - N_{\text{пл.рем2xПТ-60}}^{\text{cp}} = 120 - 0 = 120 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{э}}^{2xПТ-60} = \frac{N_{\text{раб2xПТ-60}}}{N_y^{2xПТ-60}} = \frac{120}{120} = 1$$

- 3 x T-250

$$N_{\text{пл.рем3xT-250}}^{\text{cp}} = 0 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{раб3xT-250}} = N_y^{3xT-250} - N_{\text{пл.рем3xT-250}}^{\text{cp}} = 750 - 0 = 750 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{э}}^{3xT-250} = \frac{N_{\text{раб3xT-250}}}{N_y^{3xT-250}} = \frac{750}{750} = 1$$

Энергосистема:

$$K_{\text{э}}^{\text{ЭС}} = \frac{N_{\text{раб5xK-200}} + N_{\text{раб6xK-300}} + N_{\text{раб4xK-500}} + N_{\text{раб2xПТ-60}} + N_{\text{раб3xT-250}}}{\sum N_y^{\text{cp}}} =$$

$$= \frac{884,9 + 1627,4 + 1712,3 + 120 + 750}{1000 + 1800 + 2000 + 120 + 750} = 0,899$$



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе курсовой работы выполнили:

- построение суточных и годового графики нагрузки;
- построение характеристик относительных приростов электростанций и энергосистемы;
- распределение электрической и тепловой энергии между электростанциями энергосистемы;
- расчет годовой выработки мощности и годового расхода топлива по энергосистеме;
- расчет себестоимости отпуска тепла и электроэнергии;
- расчет основных показателей экономической эффективности: прибыль, рентабельность, фондоотдача.

В курсовой работе произвели расчет годовой выработки мощности по энергосистеме, которая составила 34105822,1 МВт×ч, расход топлива по энергосистеме составил 10110799,3 т.у.т. В целом по энергосистеме условно-переменные и условно-постоянные расходы составили 5 308 169 632,5 руб. и 70168,12 руб. соответственно. Суммарные эксплуатационные затраты по всем электростанциям энергосистемы получились равные 10 685101434,66 руб.

При расчете технико-экономических показателей энергосистемы получили себестоимость 1кВт×ч электроэнергии, полезно отпущенной потребителям равной 0,144 р./кВт×ч, а себестоимость единицы тепла, отпущенной от всех ТЭЦ составила 87,65 руб/Гкал.

Прибыль энергосистемы получилась равной 3323593439,72руб, а рентабельность составила 1,224.

С помощью данной курсовой работой были закреплены полученные знания при изучении дисциплины, а также самостоятельное овладение основами менеджмента с учетом специфики энергетики.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Декларация об уровнях тарифов на электрическую энергию [Электронный ресурс]/ РУП“Гомельэнерго” - Гомель, 2021. Режим доступа: [http://www.gomelenergo.by/docs/tarif/tarif\\_ee.pdf](http://www.gomelenergo.by/docs/tarif/tarif_ee.pdf). Дата доступа: 11.10.2021.

2. Методические указания по выполнению курсовой работы по дисциплине «Менеджмент в энергетике» для студентов специальности 1-43-01-02 «Электроэнергетические системы и сети», специализации «Проектирование, монтаж и эксплуатация электрических сетей» / авт.-сост.: Т.А.Маляренко.- Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2012.- 52с.

3. Декларация об уровнях тарифов на тепловую энергию [Электронный ресурс]/ РУП“Гомельэнерго”. Гомель, 2021. Режим доступа: <http://www.belenergo.by/upload/doc/brest111021.pdf>. Дата доступа: 11.10.2021.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1 – Характеристики относительных приростов энергосистемы для зимнего периода 0 – 8 ч

ε, час	5хК-200, МВт	6хК-300, МВт	4хК-500, МВт	2хПТ-60, МВт	3хТ-250, МВт	Рсист, МВт
0,273	595,06	886,74	1234,40	73,22	611,18	3400,60
0,274	595,06	920,07	1234,40	73,22	611,18	3433,93
0,275	595,06	953,40	1272,11	73,22	611,18	3504,96
0,276	595,06	986,73	1309,81	73,22	611,18	3576,00
0,277	595,06	1020,06	1347,52	73,22	611,18	3647,04
0,278	595,06	1053,39	1385,23	73,22	611,18	3718,07
0,279	595,06	1086,72	1422,93	73,22	611,18	3789,11
0,280	595,06	1120,05	1460,64	73,22	611,18	3860,15
0,281	610,05	1153,38	1498,35	73,22	611,18	3946,18
0,282	625,05	1186,71	1536,05	73,22	611,18	4032,21
0,283	640,05	1220,04	1573,76	73,22	611,18	4118,25
0,284	655,04	1253,37	1611,47	73,22	611,18	4204,28
0,285	670,04	1286,70	1649,17	73,22	611,18	4290,32
0,286	685,04	1320,03	1686,88	73,22	611,18	4376,35
0,287	700,03	1353,36	1724,59	73,22	611,18	4462,38
0,288	715,03	1386,69	1762,29	73,22	611,18	4548,42
0,289	730,03	1420,02	1800,00	73,22	611,18	4634,45
0,290	745,02	1453,35	1800,00	73,22	611,18	4682,78
0,291	760,02	1486,68	1800,00	73,22	611,18	4731,10
0,292	775,02	1520,01	1800,00	73,22	611,18	4779,43
0,293	790,02	1553,34	1800,00	73,22	611,18	4827,76
0,294	805,01	1586,67	1800,00	73,22	611,18	4876,08
0,295	820,01	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4924,41
0,296	835,01	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4939,41
0,297	850,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4954,41
0,298	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,299	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,300	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,301	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,302	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,303	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,304	865,00	1620,00	1800,00	73,22	611,18	4969,40
0,305	865,00	1620,00	1818,18	73,22	611,18	4987,58
0,306	865,00	1620,00	1836,36	73,22	611,18	5005,77
0,307	865,00	1620,00	1854,55	73,22	611,18	5023,95
0,308	865,00	1620,00	1872,73	73,22	611,18	5042,13

Продолжение таблицы А1

0,309	865,00	1620,00	1890,91	73,22	611,18	5060,31
0,310	865,00	1620,00	1909,09	73,22	611,18	5078,49
0,311	865,00	1620,00	1927,27	73,22	750,00	5235,49
0,312	865,00	1620,00	1945,45	73,22	750,00	5253,68
0,313	865,00	1620,00	1963,64	73,22	750,00	5271,86
0,314	865,00	1620,00	1981,82	73,22	750,00	5290,04
0,315	865,00	1620,00	2000,00	73,22	750,00	5308,22
0,316	865,00	1636,36	2000,00	73,22	750,00	5324,59
0,317	865,00	1652,73	2000,00	120,00	750,00	5387,73
0,318	865,00	1669,09	2000,00	120,00	750,00	5404,09
0,319	865,00	1685,45	2000,00	120,00	750,00	5420,45
0,320	865,00	1701,82	2000,00	120,00	750,00	5436,82
0,321	871,75	1718,18	2000,00	120,00	750,00	5459,93
0,322	878,50	1734,55	2000,00	120,00	750,00	5483,05
0,323	885,25	1750,91	2000,00	120,00	750,00	5506,16
0,324	892,00	1767,27	2000,00	120,00	750,00	5529,27
0,325	898,75	1783,64	2000,00	120,00	750,00	5552,39
0,326	905,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5575,50
0,327	912,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5582,25
0,328	919,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5589,00
0,329	925,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5595,75
0,330	932,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5602,50
0,331	939,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5609,25
0,332	946,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5616,00
0,333	952,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5622,75
0,334	959,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5629,50
0,335	966,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5636,25
0,336	973,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5643,00
0,337	979,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5649,75
0,338	986,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5656,50
0,339	993,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5663,25
0,340	1000,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5670,00

Таблица А2 – Характеристики относительных приростов энергосистемы для зимнего периода 8 – 24 ч

ε, час	5xK-200, МВт	6xK-300, МВт	4xK-500, МВт	2xПТ-60, МВт	3xT-250, МВт	Рсис <sub>т</sub> , МВт
0,273	595,06	886,74	1234,40	93,50	611,18	3420,88
0,274	595,06	920,07	1234,40	93,50	611,18	3454,20
0,275	595,06	953,40	1272,11	93,50	611,18	3525,24

## Продолжение таблицы А2

0,276	595,06	986,73	1309,81	93,50	611,18	3596,28
0,277	595,06	1020,06	1347,52	93,50	611,18	3667,31
0,278	595,06	1053,39	1385,23	93,50	611,18	3738,35
0,279	595,06	1086,72	1422,93	93,50	611,18	3809,39
0,280	595,06	1120,05	1460,64	93,50	611,18	3880,43
0,281	610,05	1153,38	1498,35	93,50	611,18	3966,46
0,282	625,05	1186,71	1536,05	93,50	611,18	4052,49
0,283	640,05	1220,04	1573,76	93,50	611,18	4138,53
0,284	655,04	1253,37	1611,47	93,50	611,18	4224,56
0,285	670,04	1286,70	1649,17	93,50	611,18	4310,59
0,286	685,04	1320,03	1686,88	93,50	611,18	4396,63
0,287	700,03	1353,36	1724,59	93,50	611,18	4482,66
0,288	715,03	1386,69	1762,29	93,50	611,18	4568,69
0,289	730,03	1420,02	1800,00	93,50	611,18	4654,73
0,290	745,02	1453,35	1800,00	93,50	611,18	4703,05
0,291	760,02	1486,68	1800,00	93,50	611,18	4751,38
0,292	775,02	1520,01	1800,00	93,50	611,18	4799,71
0,293	790,02	1553,34	1800,00	93,50	611,18	4848,04
0,294	805,01	1586,67	1800,00	93,50	611,18	4896,36
0,295	820,01	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4944,69
0,296	835,01	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4959,69
0,297	850,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4974,68
0,298	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,299	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,300	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,301	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,302	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,303	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,304	865,00	1620,00	1800,00	93,50	611,18	4989,68
0,305	865,00	1620,00	1818,18	93,50	611,18	5007,86
0,306	865,00	1620,00	1836,36	93,50	611,18	5026,04
0,307	865,00	1620,00	1854,55	93,50	611,18	5044,23
0,308	865,00	1620,00	1872,73	93,50	611,18	5062,41
0,309	865,00	1620,00	1890,91	93,50	611,18	5080,59
0,310	865,00	1620,00	1909,09	93,50	611,18	5098,77
0,311	865,00	1620,00	1927,27	93,50	750,00	5255,77
0,312	865,00	1620,00	1945,45	93,50	750,00	5273,95
0,313	865,00	1620,00	1963,64	93,50	750,00	5292,14
0,314	865,00	1620,00	1981,82	93,50	750,00	5310,32
0,315	865,00	1620,00	2000,00	93,50	750,00	5328,50
0,316	865,00	1636,36	2000,00	93,50	750,00	5344,86

Продолжение таблицы А2

0,317	865,00	1652,73	2000,00	120,00	750,00	5387,73
0,318	865,00	1669,09	2000,00	120,00	750,00	5404,09
0,319	865,00	1685,45	2000,00	120,00	750,00	5420,45
0,320	865,00	1701,82	2000,00	120,00	750,00	5436,82
0,321	871,75	1718,18	2000,00	120,00	750,00	5459,93
0,322	878,50	1734,55	2000,00	120,00	750,00	5483,05
0,323	885,25	1750,91	2000,00	120,00	750,00	5506,16
0,324	892,00	1767,27	2000,00	120,00	750,00	5529,27
0,325	898,75	1783,64	2000,00	120,00	750,00	5552,39
0,326	905,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5575,50
0,327	912,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5582,25
0,328	919,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5589,00
0,329	925,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5595,75
0,330	932,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5602,50
0,331	939,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5609,25
0,332	946,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5616,00
0,333	952,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5622,75
0,334	959,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5629,50
0,335	966,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5636,25
0,336	973,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5643,00
0,337	979,75	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5649,75
0,338	986,50	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5656,50
0,339	993,25	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5663,25
0,340	1000,00	1800,00	2000,00	120,00	750,00	5670,00

Таблица А3 – Характеристики относительных приростов энергосистемы для летнего периода 0 – 8 ч

ε, час	5хК-200, МВт	6хК-300, МВт	4хК-500, МВт	2хПТ-60, МВт	3хТ-250, МВт	Рсист, МВт
0,273	476,04	738,95	925,80	35,23	111,70	2287,72
0,274	476,04	766,73	925,80	35,23	111,70	2315,50
0,275	476,04	794,50	954,08	35,23	111,70	2371,55
0,276	476,04	822,28	982,36	35,23	111,70	2427,61
0,277	476,04	850,05	1010,64	35,23	111,70	2483,66
0,278	476,04	877,83	1038,92	35,23	111,70	2539,72
0,279	476,04	905,60	1067,20	35,23	111,70	2595,77
0,280	476,04	933,38	1095,48	35,23	111,70	2651,83
0,281	488,04	961,15	1123,76	35,23	111,70	2719,88
0,282	500,04	988,93	1152,04	35,23	111,70	2787,93
0,283	512,04	1016,70	1180,32	35,23	111,70	2855,98

## Продолжение таблицы А3

0,284	524,03	1044,48	1208,60	35,23	111,70	2924,04
0,285	536,03	1072,25	1236,88	35,23	111,70	2992,09
0,286	548,03	1100,03	1265,16	35,23	111,70	3060,14
0,287	560,03	1127,80	1293,44	35,23	111,70	3128,19
0,288	572,02	1155,58	1321,72	35,23	111,70	3196,25
0,289	584,02	1183,35	1350,00	35,23	111,70	3264,30
0,290	596,02	1211,13	1350,00	35,23	111,70	3304,07
0,291	608,02	1238,90	1350,00	35,23	111,70	3343,85
0,292	620,01	1266,68	1350,00	35,23	111,70	3383,62
0,293	632,01	1294,45	1350,00	35,23	111,70	3423,39
0,294	644,01	1322,23	1350,00	35,23	111,70	3463,16
0,295	656,01	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3502,94
0,296	668,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3514,93
0,297	680,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3526,93
0,298	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,299	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,300	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,301	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,302	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,303	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,304	692,00	1350,00	1350,00	35,23	111,70	3538,93
0,305	692,00	1350,00	1363,64	35,23	111,70	3552,56
0,306	692,00	1350,00	1377,27	35,23	111,70	3566,20
0,307	692,00	1350,00	1390,91	35,23	111,70	3579,84
0,308	692,00	1350,00	1404,55	35,23	111,70	3593,47
0,309	692,00	1350,00	1418,18	35,23	111,70	3607,11
0,310	692,00	1350,00	1431,82	35,23	111,70	3620,75
0,311	692,00	1350,00	1445,45	35,23	750,00	4272,68
0,312	692,00	1350,00	1459,09	35,23	750,00	4286,32
0,313	692,00	1350,00	1472,73	35,23	750,00	4299,96
0,314	692,00	1350,00	1486,36	35,23	750,00	4313,59
0,315	692,00	1350,00	1500,00	35,23	750,00	4327,23
0,316	692,00	1363,64	1500,00	35,23	750,00	4340,86
0,317	692,00	1377,27	1500,00	120,00	750,00	4439,27
0,318	692,00	1390,91	1500,00	120,00	750,00	4452,91
0,319	692,00	1404,55	1500,00	120,00	750,00	4466,55
0,320	692,00	1418,18	1500,00	120,00	750,00	4480,18
0,321	697,40	1431,82	1500,00	120,00	750,00	4499,22
0,322	702,80	1445,45	1500,00	120,00	750,00	4518,25
0,323	708,20	1459,09	1500,00	120,00	750,00	4537,29
0,324	713,60	1472,73	1500,00	120,00	750,00	4556,33

Продолжение таблицы А3

0,325	719,00	1486,36	1500,00	120,00	750,00	4575,36
0,326	724,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4594,40
0,327	729,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4599,80
0,328	735,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4605,20
0,329	740,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4610,60
0,330	746,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4616,00
0,331	751,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4621,40
0,332	756,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4626,80
0,333	762,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4632,20
0,334	767,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4637,60
0,335	773,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4643,00
0,336	778,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4648,40
0,337	783,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4653,80
0,338	789,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4659,20
0,339	794,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4664,60
0,340	800,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4670,00

Таблица А4 – Характеристики относительных приростов энергосистемы для летнего периода 8 – 24 ч

ε, час	5xK-200, МВт	6xK-300, МВт	4xK-500, МВт	2xПТ-60, МВт	3xT-250, МВт	Рсист, МВт
0,273	476,04	738,95	925,80	55,46	111,70	2307,95
0,274	476,04	766,73	925,80	55,46	111,70	2335,73
0,275	476,04	794,50	954,08	55,46	111,70	2391,78
0,276	476,04	822,28	982,36	55,46	111,70	2447,84
0,277	476,04	850,05	1010,64	55,46	111,70	2503,89
0,278	476,04	877,83	1038,92	55,46	111,70	2559,95
0,279	476,04	905,60	1067,20	55,46	111,70	2616,00
0,280	476,04	933,38	1095,48	55,46	111,70	2672,06
0,281	488,04	961,15	1123,76	55,46	111,70	2740,11
0,282	500,04	988,93	1152,04	55,46	111,70	2808,16
0,283	512,04	1016,70	1180,32	55,46	111,70	2876,21
0,284	524,03	1044,48	1208,60	55,46	111,70	2944,27
0,285	536,03	1072,25	1236,88	55,46	111,70	3012,32
0,286	548,03	1100,03	1265,16	55,46	111,70	3080,37
0,287	560,03	1127,80	1293,44	55,46	111,70	3148,42
0,288	572,02	1155,58	1321,72	55,46	111,70	3216,48
0,289	584,02	1183,35	1350,00	55,46	111,70	3284,53
0,290	596,02	1211,13	1350,00	55,46	111,70	3324,30
0,291	608,02	1238,90	1350,00	55,46	111,70	3364,08



## Продолжение таблицы А4

0,292	620,01	1266,68	1350,00	55,46	111,70	3403,85
0,293	632,01	1294,45	1350,00	55,46	111,70	3443,62
0,294	644,01	1322,23	1350,00	55,46	111,70	3483,39
0,295	656,01	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3523,17
0,296	668,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3535,16
0,297	680,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3547,16
0,298	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,299	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,300	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,301	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,302	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,303	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,304	692,00	1350,00	1350,00	55,46	111,70	3559,16
0,305	692,00	1350,00	1363,64	55,46	111,70	3572,79
0,306	692,00	1350,00	1377,27	55,46	111,70	3586,43
0,307	692,00	1350,00	1390,91	55,46	111,70	3600,07
0,308	692,00	1350,00	1404,55	55,46	111,70	3613,70
0,309	692,00	1350,00	1418,18	55,46	111,70	3627,34
0,310	692,00	1350,00	1431,82	55,46	111,70	3640,98
0,311	692,00	1350,00	1445,45	55,46	750,00	4292,91
0,312	692,00	1350,00	1459,09	55,46	750,00	4306,55
0,313	692,00	1350,00	1472,73	55,46	750,00	4320,19
0,314	692,00	1350,00	1486,36	55,46	750,00	4333,82
0,315	692,00	1350,00	1500,00	55,46	750,00	4347,46
0,316	692,00	1363,64	1500,00	55,46	750,00	4361,09
0,317	692,00	1377,27	1500,00	120,00	750,00	4439,27
0,318	692,00	1390,91	1500,00	120,00	750,00	4452,91
0,319	692,00	1404,55	1500,00	120,00	750,00	4466,55
0,320	692,00	1418,18	1500,00	120,00	750,00	4480,18
0,321	697,40	1431,82	1500,00	120,00	750,00	4499,22
0,322	702,80	1445,45	1500,00	120,00	750,00	4518,25
0,323	708,20	1459,09	1500,00	120,00	750,00	4537,29
0,324	713,60	1472,73	1500,00	120,00	750,00	4556,33
0,325	719,00	1486,36	1500,00	120,00	750,00	4575,36
0,326	724,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4594,40
0,327	729,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4599,80
0,328	735,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4605,20
0,329	740,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4610,60
0,330	746,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4616,00
0,331	751,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4621,40
0,332	756,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4626,80

Продолжение таблицы А4

0,333	762,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4632,20
0,334	767,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4637,60
0,335	773,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4643,00
0,336	778,40	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4648,40
0,337	783,80	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4653,80
0,338	789,20	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4659,20
0,339	794,60	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4664,60
0,340	800,00	1500,00	1500,00	120,00	750,00	4670,00

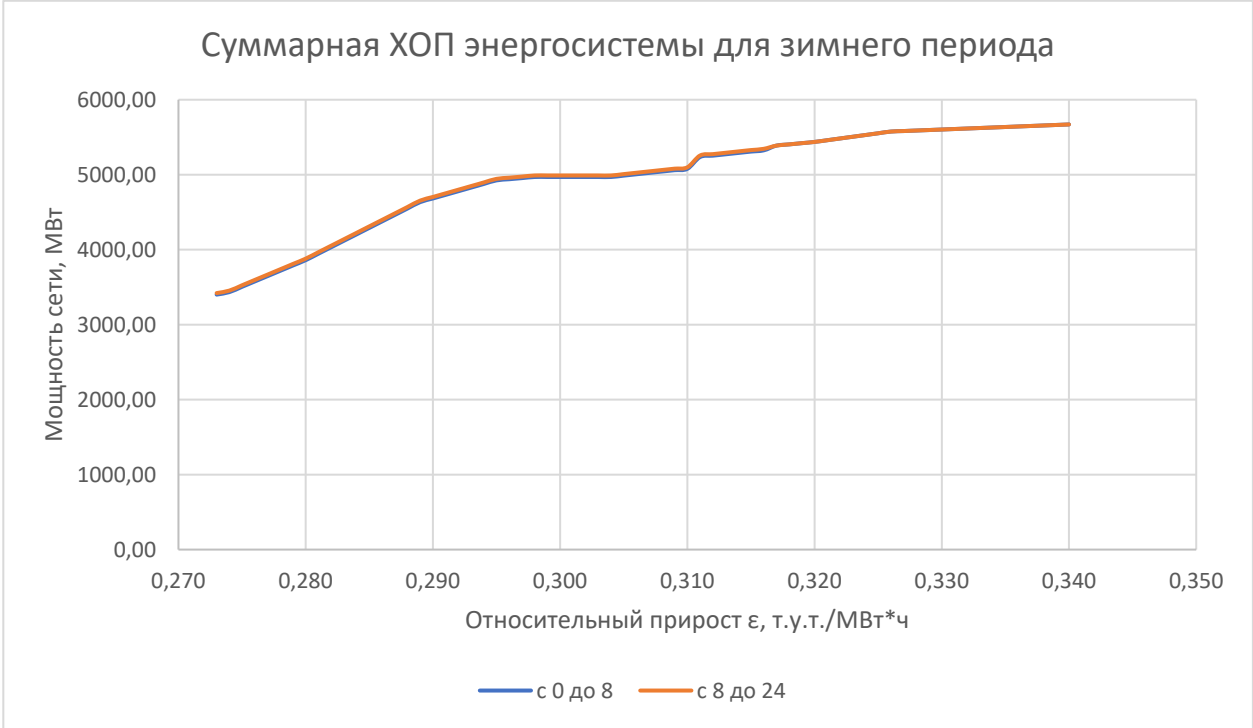


Рисунок А1 – Суммарная ХОП энергосистемы для зимнего периода

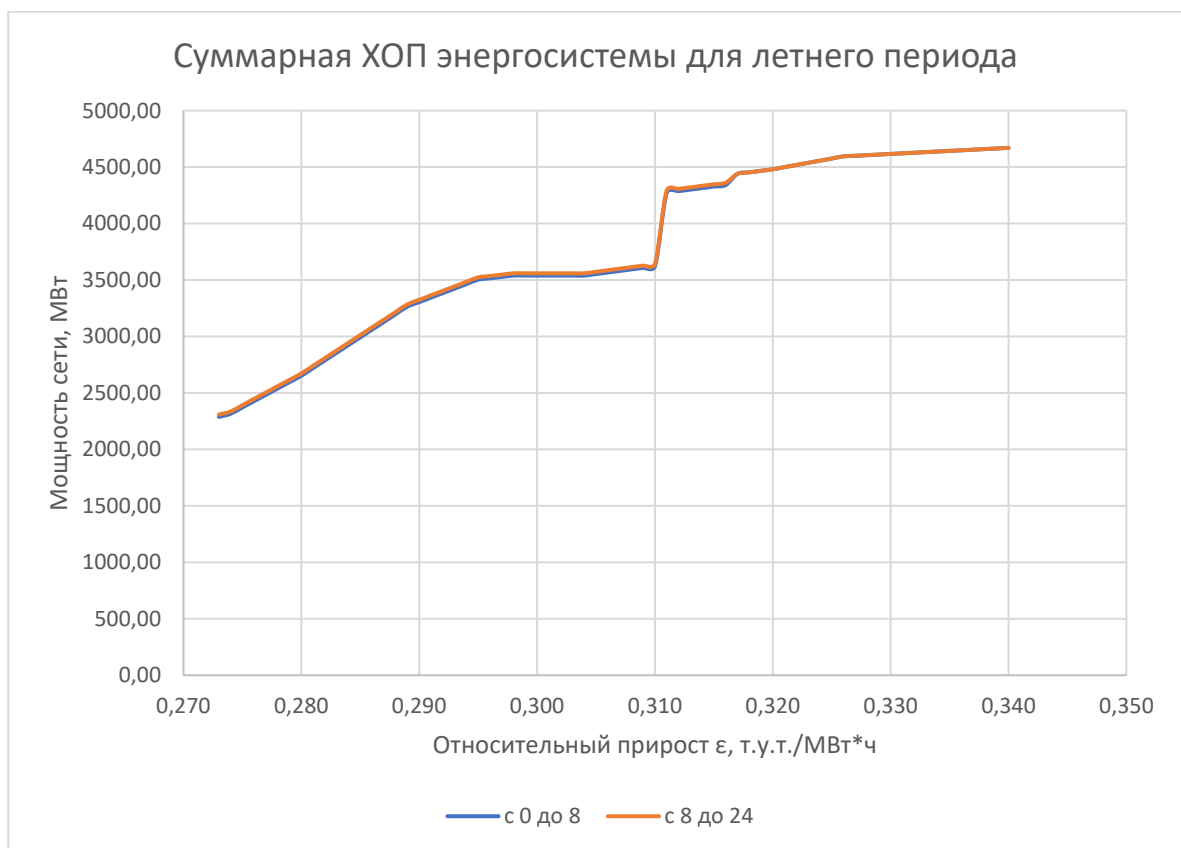


Рисунок А2 – Суммарная ХОП энергосистемы для летнего периода

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Штатные коэффициенты КЭС по эксплуатационному персоналу, чел./МВт			
Мощность КЭС, МВт	Количество блоков	Вид топлива	
		твердое	Газ, мазут
600	4	0,93	0,7
900	6	0,73	0,56
800	4	0,7	0,52
900	3	0,59	0,45
1200	6	0,55	0,42
1200	4	0,48	0,37
1800	6	0,38	0,29
2400	8	0,33	0,25
3000	6	0,23	0,18
4000	8	0,22	0,16
4000	5	0,20	0,15

Рисунок Б1 – Штатные коэффициенты КЭС по эксплуатационному персоналу

Штатные коэффициенты ТЭЦ по эксплуатационному персоналу, чел./МВт			
Мощность ТЭЦ, МВт	Количество турбоагрегатов	Вид топлива	
		Твердое	Газ, мазут
100	2	3,2	2,3
150	3	2,5	1,9
200	4	2,0	1,3
200	2	1,9	1,2
300	3	1,3	0,8
300	6	1,5	1,0

Рисунок Б2 - Штатные коэффициенты ТЭЦ по эксплуатационному персоналу