



**Некоммерческое  
акционерное  
общество**

**АЛМАТИНСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ  
ЭНЕРГЕТИКИ И  
СВЯЗИ ИМЕНИ  
ГУМАРБЕКА  
ДАУКЕЕВА**

Колледж АУЭС

## **ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Методические указания по выполнению расчетно-графических работ  
для студентов колледжа специальности 0906000 – «Теплоэнергетические  
установки тепловых электрических станций»

Алматы 2022

СОСТАВИТЕЛИ: Е.Г. Михалкова, Д.С. Заурбекова.  
Электрооборудование тепловых электрических станций. Методические указания по выполнению расчетно-графических работ, обучающихся по специальности 0906000 – «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций» – Алматы: «НАО АУЭС им. Г. Даукеева, 2022. - 35 с.

В представленной работе содержатся методические указания и варианты заданий для выполнения расчетно-графических работ по дисциплине «Электрооборудование тепловых электрических станций».

Ил. 9, табл.9, библиогр.- 5 назв.

Рецензент: доктор PhD кафедры «ЭМЭП»

Алмуратова Н.К.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева» на 2022г

©НАО «Алматинский университет энергетики и связи имени Гумарбека Даукеева», 2022 г.

# 1 Расчетно-графическая работа №1

## 1.1 Цель и задачи работы

Целью расчетно-графической работы является развитие самостоятельности в решении задач по построению суточных и годовых графиков электрической нагрузки в абсолютных единицах и определению их параметров, а также развитию навыков работы с технической литературой.

Расчетно-графическая работа представляет собой типовой расчет, основными задачами которого является построение графиков нагрузок и определение основных параметров. Расчетно-графическая работа выполняется по вариантам, приведенным ниже.

## 1.2 Объем и содержание расчетно-графической работы

Исходные данные для выполнения работы принимаются в соответствии с вариантами, где задаются:

- типовой график нагрузки;
- максимальная нагрузка потребителей  $P_{max}$ , МВт;
- продолжительность нагрузок, зима-лето;
- продолжительность рассматриваемого периода  $T$ .

Исходные данные для выполнения расчетно-графической работы строго индивидуальные. Каждый студент определяет свой вариант задания в зависимости от учебного года изучения данной дисциплины по трем признакам - по первой букве фамилии, по последней и предпоследней цифрам шифра зачетной книжки. Исходные данные выбираются по рисунку 1.1, а-е, таблицы 1.1 и таблицы 1.2.

Таблица 1.1 - Максимальная нагрузка потребителей  $P_{max}$ , МВт

Учебный год	Последняя цифра зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2021/2022	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
2022/2023	30	40	50	60	70	80	90	100	10	20
2023/2024	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10

Таблица 1.2 – Продолжительность сезона нагрузок <<зима-лето>> и длительность рассматриваемого периода (дни)

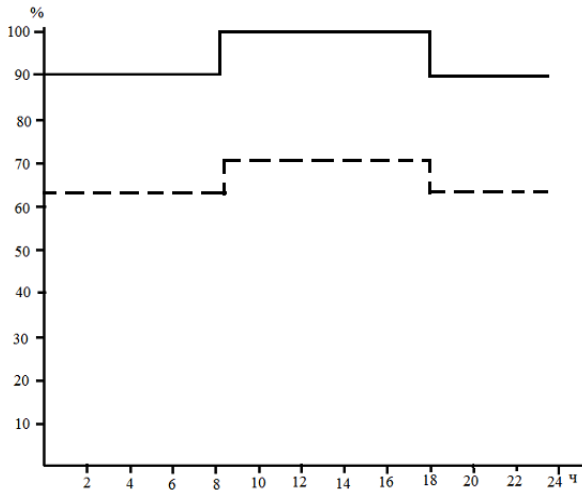
Учебный год	Сезон	Предпоследняя цифра зачетной книжки									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2021/2022	Зима	235	225	215	205	195	185	175	165	155	145
	Лето	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220
	Т	221	229	250	258	275	292	298	321	333	344
2022/2023	Зима	215	205	195	185	165	200	155	145	235	210
	Лето	150	160	170	180	200	165	210	220	130	155
	Т	280	290	298	321	333	344	275	260	245	230
2023/2024	Зима	210	200	190	180	170	160	150	140	230	220
	Лето	155	165	175	185	195	205	215	225	135	145
	Т	220	235	248	255	260	275	295	300	310	330

Расчетно-пояснительная записка в объеме 10 листов выполняется в ясной и сжатой форме на стандартных листах форматом А-44 (210x297) с помощью применения ЭВМ в соответствии с [1]. В записке должны быть приведены все расчеты и кратко изложены основные, принципиальные положения, поясняющие принятые в работе решения.

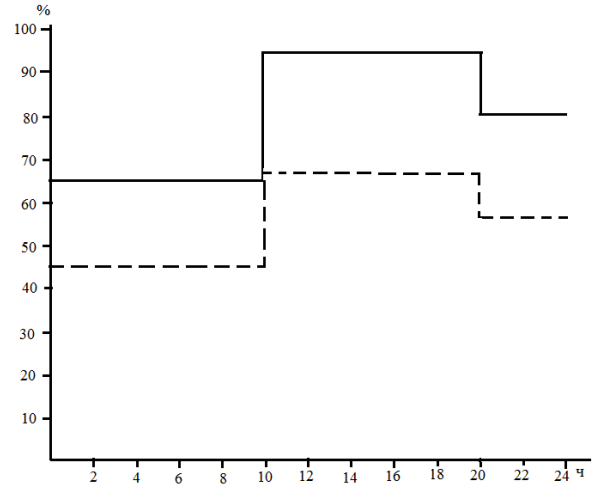
### 1.3 Методические указания к выполнению работы

#### 1.3.1 Общие сведения.

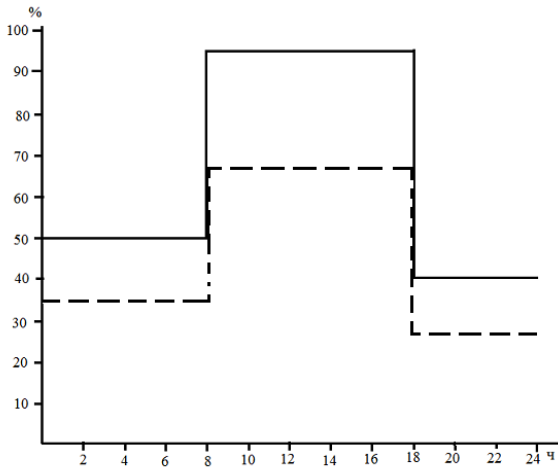
Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а, следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняется. Принято отражать этот факт графиком нагрузки, т. е. *диаграммой изменения мощности (тока) электроустановки во времени.*



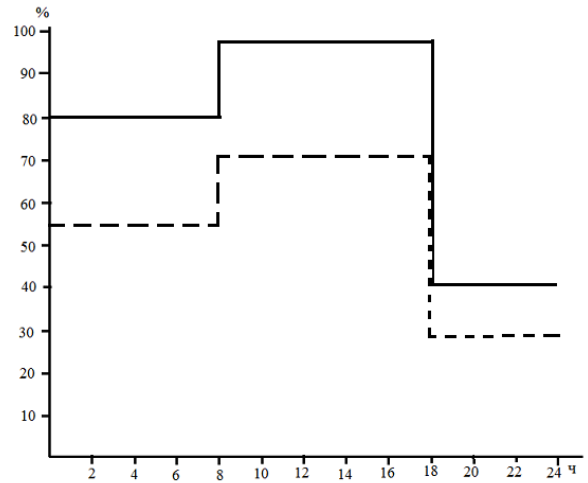
АА ,Б , В, Г, Д



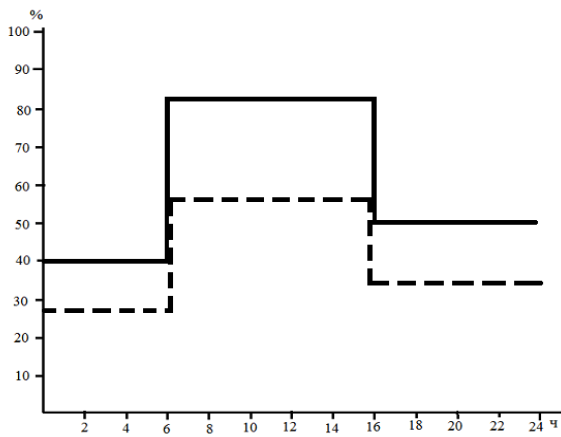
Е, Ж, З, И, К



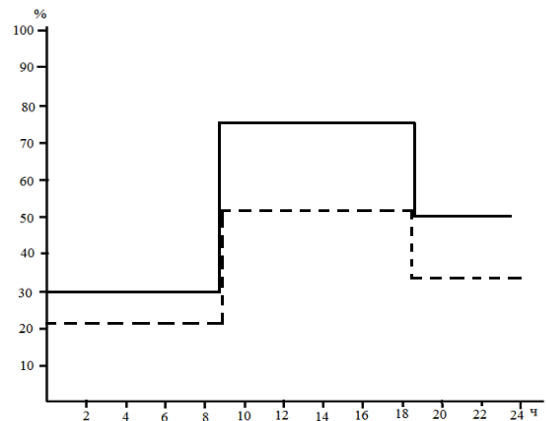
ЛЛ, М, Н, О, П



Р, С, Т, У



Ф, Х, Ц, Ч, Ш



Щ, Ы, Э, Ю, Я

Рисунок 1.1 – Варианты типовых графиков электрических нагрузок

По виду фиксируемого параметра различают графики активной  $P$ , реактивной  $Q$ , полной (кажущейся)  $S$  мощностей и тока  $I$  электроустановки. Как правило, графики отражают изменение нагрузки за определенный период времени. По этому признаку их подразделяют на суточные (24 ч), сезонные, годовые и т. п.

По месту изучения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики можно разделить на следующие группы:

- графики нагрузки потребителей, определяемые на шинах подстанций;
- сетевые графики нагрузки - на шинах районных и узловых подстанций;
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы;
- графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, для проектирования системы электроснабжения, для составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также в процессе эксплуатации для ведения нормального режима работы.

### 1.3.2 Суточные графики нагрузок потребителей.

Фактический график нагрузки может быть получен с помощью регистрирующих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра во времени. Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо располагать прежде всего сведениями об установленной мощности электроприемников, под которой понимают их суммарную номинальную мощность. Для активной нагрузки:  $P_{уст} = \sum P_{ном}$ .

Присоединенная мощность на шинах подстанции потребителей:

$$P_{пр} = \frac{\sum P_{ном}}{n_{ср,н} n_{ср,с}},$$

где  $n_{ср,н}$  и  $n_{ср,с}$  соответственно средние КПД электроустановок потребителей и местной сети при номинальной нагрузке.

В практике эксплуатации обычно действительная нагрузка потребителей меньше суммарной установленной мощности. Это обстоятельство учитывается коэффициентами одновременности  $k_0$  и загрузки  $k_з$ . Тогда выражение для максимальной нагрузки потребителя будет иметь вид:

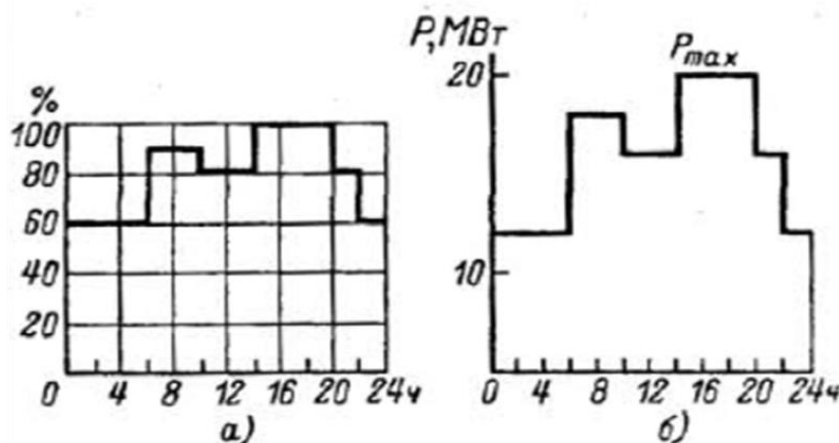
$$P_{max} = \frac{k_0 k_з}{n_{ср,н} n_{ср,с}} \sum P_{ном} = k_{спр} \sum P_{ном},$$

где  $k_{спр}$  - коэффициент спроса для рассматриваемой группы потребителей.

Коэффициенты спроса определяются на основании опыта эксплуатации однотипных потребителей и приводятся в справочной литературе.

Кроме  $P_{max}$ , для построения графика необходимо знать характер изменения нагрузки потребителя во времени, который при проектировании обычно определяется по типовым графикам.

Типовой график нагрузки строится по результатам исследования аналогичных действующих потребителей и приводится в справочной литературе в виде, показанном на рисунке 1.2, а.



а - типовой; б - в именованных единицах.

Рисунок 1. 2 - Суточные графики активной нагрузки потребителя

Для удобства расчетов график выполняется ступенчатым. Наибольшая возможная за сутки нагрузка принимается за 100%, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

При известном  $P_{max}$  можно перевести типовой график в график нагрузки данного потребителя, используя соотношение для каждой ступени графика:

$$P_{ст} = \frac{n\%}{100} P_{max},$$

где  $n\%$ — ордината соответствующей ступени типового графика, %.

На рисунке 1.2,б показан график потребителя электроэнергии, полученной из типового (рисунок 1.2, б) при  $P_{max}=20$  МВт.

### 1.3.3 Годовой график продолжительности нагрузок.

Этот график показывает длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. По оси ординат откладываются нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс - часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от  $P_{max}$  до  $P_{min}$  (рисунок 1.3).

Построение годового графика продолжительности нагрузок производится на основании известных суточных графиков.

На рисунке 1.4 показан способ построения графика при наличии двух суточных графиков нагрузки — зимнего (183 дня) и летнего (182 дня).

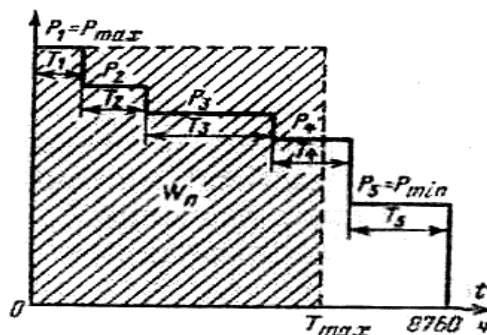


Рисунок 1.3 – Годовой график продолжительности нагрузок

Для наиболее распространенных потребителей электроэнергии в справочниках приводятся типовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности.

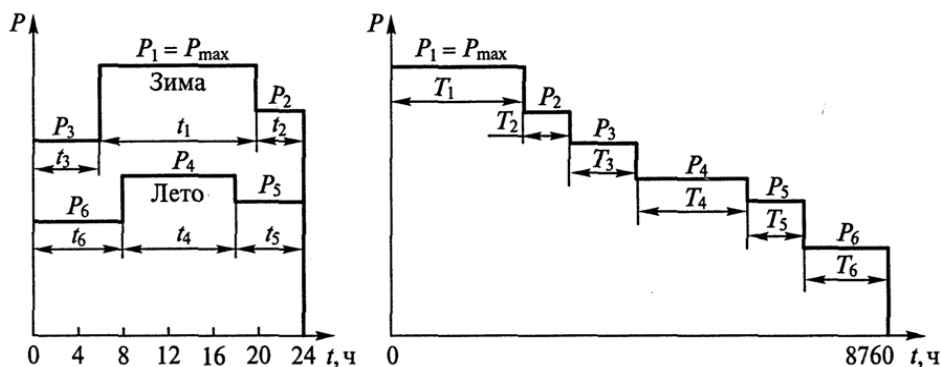


Рисунок 1.4 – Способ построения годового графика продолжительности нагрузок

График продолжительности нагрузок применяют в расчетах технико-экономических показателей установки, расчетах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года и т. п.

#### 1.3.4 Техничко-экономические показатели, определяемые из графиков нагрузки.

Площадь, ограниченная кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, произведенной или потребленной электроустановкой за рассматриваемый период:

$$W_n = \sum P_i T_i,$$

где  $P_i$  – мощность  $i$ -й ступени графика;  
 $T_i$  – продолжительность ступени.



Средняя нагрузка установки за рассматриваемый период (сутки, год) равна:

$$P_{cp} = \frac{W_n}{T},$$

где  $T$  - длительность рассматриваемого периода;

$W_n$  - электроэнергия за рассматриваемый период.

Степень неравномерности графика работы установки оценивают коэффициентом заполнения:

$$k_{zn} = \frac{W_n}{P_{max}T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки показывает, во сколько раз выработанное (потребленное) количество электроэнергии за рассматриваемый период (сутки, год) меньше того количества энергии, которое было бы выработано (потреблено) за то же время, если бы нагрузка установки все время была максимальной. Очевидно, что чем равномернее график, тем ближе значение  $K_{zn}$  к единице.

Для характеристики графика нагрузки установки можно воспользоваться также условной продолжительностью использования максимальной нагрузки:

$$T_{max} = \frac{W_n}{P_{max}} = \frac{P_{cp}T}{P_{max}} = k_{zn}T.$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период  $T$  (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии  $W_n$  за этот период времени.

В практике применяют также коэффициент использования установленной мощности:

$$k_u = \frac{W_n}{TP_{уст}} = \frac{P_{cp}}{P_{устu}},$$

или продолжительность использования установленной мощности:

$$T_y = \frac{W_n}{P_{уст}} = k_u T.$$

При определении  $k_u$  под  $P_{уст}$  следует понимать суммарную установленную мощность всех агрегатов, включая резервные.

Коэффициент использования  $k_u$  характеризует степень использования установленной мощности агрегатов. Очевидно, что  $k_u < 1$ , а  $T_{уст} < T$ . С учетом соотношения  $P_{уст} \geq P_{max}$  имеем  $k_u \leq k_{zn}$ .

## **2 Расчетно-графическая работа №2**

### **2.1 Цель и задачи РГР №1**

Целью расчетно-графической работы №2 является развитие самостоятельности в решении задач по выбору структурных схем электрических станций и составлению баланса нагрузок, а также развитию навыков работы с технической литературой.

Расчетно-графическая работа №2 представляет собой типовой расчет, основными задачами которого являются выбор типа генераторов, выбор вариантов структурных схем электростанции и составление баланса нагрузок в нормальном режиме работы.

### **2.2 Объем и содержание расчетно-графической работы**

#### **2.2.1 Исходные данные.**

Исходные данные для выполнения работы принимаются в соответствии с вариантами, где задаются: тип станции и вид топлива; число и мощность генераторов на станции; наличие электрических нагрузок, их напряжение и мощность; число и напряжение линий электропередачи, связывающих станцию с энергосистемой.

Графики нагрузок (рисунки 2.1, 2.2) принимаются одинаковыми для всех вариантов и приведены в примере расчета.

Варианты заданий для выполнения расчетно-графической работы №2 приведены в таблице 2.1. Вариант задания выбирается по порядковому номеру в соответствии с порядковым номером студента в списке группы. Если групп больше одной, а в первой группе число студентов 20, то они выбирают первые 20 вариантов. Студенты второй группы выбирают варианты с 21 по порядку следования в списке группы и т.д. (уточнить варианты с преподавателем, ведущим занятия).

Расчетно-пояснительная записка в объеме 10-15 листов выполняется в ясной и сжатой форме на стандартных листах форматом А-44 (210x297) с помощью применения ЭВМ в соответствии с [1]. В записке должны быть приведены все расчеты и кратко изложены основные, принципиальные положения, поясняющие принятые в работе решения.

#### **2.2.2 Содержание расчетно-графической работы.**

Выбор типа генераторов с указанием всех параметров и данных о системе возбуждения и охлаждения [3,4,5].

Составление 2-3 вариантов структурных схем электростанции. Сравнимые варианты должны быть сопоставимы и могут отличаться количеством трансформаторов связи [2, 3].

Построение суточных графиков нагрузки и определение баланса мощностей.

Таблица 2.1 – Варианты заданий к выполнению РГР

Теплоэлектроцентрали									
№ варианта	Вид топлива	Число и мощность генераторов, МВт	Количество и мощность линий нагрузки на генераторном напряжении, МВт	Расход на с.н., % от Руст. Ген	Номинальное напряжение РУСН, кВ	Количество линий и мощность нагрузок РУСН, МВт	Продолжит. нагрузок, зима-лето	Номинальное напряжение линий связи с системой, кВ	Кол-во линий и их длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Газ	2/32	10/3	5	35	2/8	150/215	110	2/25
2	Уголь	3/32	6/4	11	35	5/7	160/205	110	2/60
3	Мазут	3/32	10/3	7	35	2/10	140/225	110	2/55
4	Уголь	3/60	12/3; 10/2	8	35	2/18	150/215	110	2/40
5	Газ	3/60	20/4	6	35	2/15	175/190	110	2/65
6	Газ	3/63	15/5	5	35	3/16	170/195	110	2/55
7	Уголь	3/63	20/4	10	35	4/10	160/205	110	2/96
8	Мазут	3/63	15/3	7	35	4/15	140/225	110	2/60
9	Уголь	3/63	12/3	12	35	2/20	150/215	110	2/50
10	Мазут	3/60	18/4	7	35	2/20	180/185	110	2/40
11	Уголь	3/60	14/5	13	35	2/25	160/205	110	2/80
12	Мазут	4/32	10/5	6	35	3/12	150/215	110	2/50
13	Уголь	4/32	15/3	12	35	2/16	180/185	110	2/50
14	Уголь	4/60	10/1,5 8/5	12	35	4/15	160/205	110	2/45
15	Уголь	4/60	16/4	13	35	4/10	145/220	110	2/65
16	Мазут	4/63	18/4	6	35	2/16	165/200	110	2/60
17	Мазут	4/63	15/5	7	35	2/12	185/180	110	2/75
18	Газ	4/32	8/2	5	35	2/5	170/195	110	2/30
19	Уголь	4/32	10/1,5	9	35	2/7	190/175	110	2/40
20	Мазут	3/12	8/1,5	7	35	1/6	180/185	110	2/55
21	Газ	3/12	6/2	6	35	2/5	190/175	110	2/90
22	Газ	4/12	5/4	6	35	2/10	165/200	110	2/20

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	Мазут	4/12	10/3	5	35	2/12	170/195	110	2/45
24	Газ	5/32	10/4;5/3	5	35	2/15	175/190	110	2/70
25	Уголь	5/32	15/3;10/2	11	35	2/13	190/175	110	2/85
26	Мазут	5/60	12/4; 8/3	5	35	4/20	180/185	110	2/110
27	Уголь	5/60	20/4;20/3	12	35	2/25	165/200	110	2/75
28	Мазут	5/63	15/6	7	35	2/45	160/205	110	2/90
29	Газ	5/63	24/4	6	35	4/18	195/170	110	2/115
30	Уголь	5/ 32	20/2	14	35	4/10	190/175	110	2/80
31	Мазут	5/60	15/6	5	35	4/15	180/185	110	2/110
32	Мазут	5/63	20/5	6	35	4/25	165/200	110	2/90
33	Уголь	2/12; 1/32	10/2	11	35	1/6	160/205	110	2/40
34	Мазут	2/12; 1/32	10/1,5; 5/2	6	35	1/12	195/170	110	2/20
35	Газ	2/32; 1/60	15/2; 8/4	5	35	1/15	175/190	110	2/45
36	Уголь	2/32; 1/60	14/3; 12/4	10	35	1/20	150/215	110	2/80
37	Уголь	2/60; 1/100	16/5	10	35	3/20	140/225	110	2/70
38	Мазут	2/60; 1/110	14/4	7	35	2/15	155/210	110	2/65
39	Уголь	2/63; 1/120	15/6	12	110	4/20	150/215	220	2/90
40	Газ	2/63; 1/120	12/5	5	110	3/15	195/170	220	2/95
41	Газ	2/63; 1/120	20/4	6	35	4/12	140/225	220	2/82
42	Уголь	3/3; 1/60	24/3	10	35	2/25	155/210	110	2/54
43	Газ	3/32; 1/60	14/2	6	35	2/14	150/215	110	2/64
44	Газ	3/60; 1/100	14/6	5	35	4/40	155/210	110	2/20
45	Газ	3/60; 1/100	24/4	5	110	4/25	140/225	220	2/70
46	Уголь	3/63; 1/120	30/4	10	110	2/30	155/210	220	2/115
47	Газ	3/63; 1/120	10/3; 22/4	6	110	3/24	175/190	220	2/80
48	Газ	3/12; 1/32	10/1,5; 5/1,0	6	35	2/10	170/195	110	2/40
49	Уголь	3/12; 1/32	14/2	9	35	1/14	175/190	110	2/60
50	Газ	4/60; 1/100	10/5	7	110	4/20	150/215	220	2/150

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	Уголь	4/32; 1/63	8/4; 10/2	11	35	6/15	170/195	110	2/70
52	Газ	2/12; 2/32	6/5	7	35	3/12	160/205	110	2/65
53	Уголь	2/12; 2/32	11/3	12	35	2/13	150/215	110	2/80
54	Газ	2/32; 2/60	22/3	7	110	2/26	180/185	220	2/90
55	Газ	2/32; 2/60	24/2	6	35	2/15	160/205	110	2/55
56	Уголь	2/60; 2/100	20/4; 10/2	10	110	2/25	185/180	220	2/80
57	Мазут	2/60; 2/100	20/5	7	110	4/30	165/200	220	2/150
58	Мазут	4/12; 1/32	10/1,5; 8/3	6	35	2/10	150/215	110	2/40
59	Газ	4/12; 1/32	12/2	5	35	4/8	150/215	110	2/60
60	Уголь	4/32; 1/63	22/4	10	110	4/10	180/185	220	2/80
61	Мазут	4/32; 1/63	16/3	7	110	2/14	160/205	220	2/70
62	Уголь	4/63; 1/100	18/3	11	110	4/13	185/180	220	2/50
63	Мазут	4/63; 1/100	24/3	7	110	2/17	165/200	220	2/80
64	Газ	3/32; 2/60	10/3; 6/2	5	35	4/12	161/205	110	2/30
65	Газ	3/32; 2/60	4/5; 14/4	6	35	4/10	150/215	110	2/65
66	Газ	3/32; 1/120	8/2; 10/3	7	35	2/18	185/180	110	2/80
67	Уголь	2/60; 2/110	10/3; 10/4	10	110	4/20	165/200	220	2/110
68	Уголь	4/12; 1/63	14/3	11	35	2/18	150/215	110	2/40
69	Газ	4/12; 1/63	6/4	6	35	2/11	180/185	110	2/60
70	Уголь	4/32; 1/120	18/4	13	110	2/21	160/205	220	2/80
71	Мазут	3/12; 1/63	15/3	5	35	2/10	180/185	110	2/60
72	Мазут	4/32; 1/100	6/5; 8/4	6	110	5/13	160/205	220	2/120
73	Мазут	3/60; 1/120	15/6	7	110	4/15	170/195	220	2/150
74	Уголь	2/32; 1/100	10/4	8	35	4/15	181/185	110	2/30
75	Мазут	3/32; 1/100	10/5	6	35	6/10	180/185	110	2/70
76	Газ	4/60; 1/120	12/4; 10/5	5	110	4/15	165/200	220	2/80
77	Газ	2/32	15/3	6	35	2/8	150/215	110	2/25
78	Уголь	3/32	20/3	14	35	5/7	160/205	110	2/60
79	Мазут	3/32	15/5	6	35	2/10	140/225	110	2/55

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
80	Уголь	3/60	30/4	10	35	2/18	150/215	110	2/40
81	Газ	3/60	40/3	5	35	2/15	175/190	110	2/65
82	Газ	3/63	35/5	6	35	3/16	170/195	110	2/55
83	Уголь	3/63	40/4	9	35	4/10	160/205	110	2/96
84	Мазут	3/63	30/3	8	35	4/15	140/225	110	2/60
85	Уголь	3/63	35/3	12	35	2/20	150/215	110	2/50
86	Мазут	3/60	32/4	8	35	2/20	180/185	110	2/40
87	Уголь	3/60	28/5	12	35	2/25	160/205	110	2/80
88	Мазут	4/32	20/5	8	35	3/12	150/215	110	2/50
89	Уголь	4/32	30/3	11	35	2/16	180/185	110	2/50
90	Уголь	4/60	35/3	13	35	4/15	160/205	110	2/45
91	Уголь	4/60	32/4	15	35	4/10	145/220	110	2/65
92	Мазут	4/63	36/4	7	35	2/16	165/200	110	2/60
93	Мазут	4/63	29/5	8	35	2/12	185/180	110	2/75
94	Газ	4/32	16/2	5	35	2/5	170/195	110	2/30
95	Уголь	4/32	15/1,5	9	35	2/7	190/175	110	2/40
96	Мазут	3/12	9/2	6	35	1/6	180/185	110	2/55
97	Мазут	4/12	8/3	6	35	2/12	170/195	110	2/45
98	Газ	5/32	20/4	6	35	2/15	175/190	110	2/70
99	Мазут	5/60	40/4	6	35	4/20	180/185	110	2/110
100	Уголь	5/60	30/5	14	35	2/25	165/200	110	2/75
101	Мазут	5/63	30/6	8	35	2/45	160/205	110	2/90
102	Газ	5/63	30/5	5	35	4/18	195/170	110	2/115
103	Уголь	5/ 32	40/2	13	35	4/10	190/175	110	2/80
104	Мазут	5/60	40/5	6	35	4/15	180/185	110	2/110
105	Мазут	5/63	42/4	7	35	4/25	165/200	110	2/90
106	Уголь	2/12; 1/32	20/2	13	35	1/6	160/205	110	2/40
107	Мазут	2/12; 1/32	20/2	5	35	1/12	195/170	110	2/20
108	Уголь	2/60; 1/100	32/5	11	35	3/20	140/225	110	2/70

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
109	Мазут	2/60; 1/110	28/5	8	35	2/15	155/210	110	2/65
110	УГОЛЬ	2/63; 1/120	30/5	13	110	4/20	150/215	220	2/90
111	Газ	2/63; 1/120	24/5	6	110	3/15	195/170	220	2/95
112	Газ	2/63; 1/120	40/4	7	35	4/12	140/225	220	2/82
113	УГОЛЬ	3/32; 1/60	40/3	9	35	2/25	155/210	110	2/54
114	Газ	3/32; 1/60	28/2	5	35	2/14	150/215	110	2/64
115	Газ	3/60; 1/100	28/5	6	35	4/40	155/210	110	2/20
116	Газ	3/60; 1/100	30/5	6	110	4/25	140/225	220	2/70
117	УГОЛЬ	3/63; 1/120	40/4	11	110	2/30	155/210	220	2/115
118	Газ	3/63; 1/120	10/3; 22/4	8	110	3/24	175/190	220	2/80
119	Газ	3/12; 1/32	10/1,5; 5/1,0	7	35	2/10	170/195	110	2/40
120	УГОЛЬ	3/12; 1/32	8/2	10	35	1/14	175/190	110	2/60
121	Газ	4/60; 1/100	40/5	6	110	4/20	150/215	220	2/150
122	Газ	2/12; 2/32	12/5	8	35	3/12	160/205	110	2/65
123	УГОЛЬ	2/12; 2/32	12/3	11	35	2/13	150/215	110	2/80
124	Газ	2/32; 2/60	40/3	8	110	2/26	180/185	220	2/90
125	Газ	2/32; 2/60	40/2	7	35	2/15	160/205	110	2/55
126	Мазут	2/60; 2/100	40/4	8	110	4/30	165/200	220	2/150
127	Газ	4/12; 1/32	24/2	6	35	4/8	150/215	110	2/60
128	УГОЛЬ	4/32; 1/63	40/2	11	110	4/10	180/185	220	2/80
129	Мазут	4/32; 1/63	32/3	8	110	2/14	160/205	220	2/70
130	УГОЛЬ	4/63; 1/100	35/3	10	110	4/13	185/180	220	2/50
131	Мазут	4/63; 1/100	40/3	10	110	2/17	165/200	220	2/80
132	УГОЛЬ	4/12; 1/63	20/3	10	35	2/18	150/215	110	2/40
133	Газ	4/12; 1/63	30/2	5	35	2/11	180/185	110	2/60
134	УГОЛЬ	4/32; 1/120	36/3	11	110	2/21	160/205	220	2/80
135	Мазут	3/12; 1/63	30/2	6	35	2/10	180/185	110	2/60

## 2.3 Методические указания к выполнению работы

### 2.3.1 Построение графиков нагрузок и составление баланса мощностей.

Для выбора числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) и выполнения технико-экономических расчетов по определению наиболее целесообразного варианта структурной схемы необходимо построение суточных графиков нагрузки трансформатора. Графики строятся для каждого варианта структурной схемы зимнего и летнего периодов. График выдачи мощности в энергосистему ( $S_{\text{выд.сис}(t)}$ ) получают как разность генерируемой мощности ( $S_{\text{ген.}(t)}$ ) и потребляемой мощности с шин станции ( $S_{\text{потре}\bar{a}(t)}$ ) с учетом потребления на собственные нужды ( $S_{\text{с.н.}(t)}$ )

$$S_{\text{выд.сис}(t)} = -S_{\text{потре}\bar{a}(t)}, \quad (2.1)$$

где  $S(t) = \sqrt{P(t) + jQ(t)}$ .

При переменном графике выработки электроэнергии электростанцией расход мощности на ее собственные нужды можно определить из [4] по выражению:

$$P_{\text{с.н.}(t)} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_i(t)}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot P_{\text{с.н.маx}}, \quad (2.2)$$

где  $P_i(t)$  - мощность, отдаваемая с шин станции за время  $t$ , МВт;

$P_{\text{уст}}$  - установленная мощность станции (блока), МВт;

$P_{\text{с.н.маx}}$  - максимальная мощность собственных нужд, определяемая из [5, таблица 5.2] с учетом типа станции и вида топлива.

После расчета суточных графиков необходимо выполнить баланс нагрузок нормального режима, в котором определяются перетоки мощности через трансформаторы с учетом нагрузки на собственные нужды станции в режимах максимума и минимума мощности зимой и летом в соответствии с графиками нагрузок, приведенными на рисунках 2.1 и 2.2. Форма баланса может быть любой. Удобно воспользоваться табличной формой баланса, как это показано в примере расчета.

Баланс нагрузок нормального режима с учетом возможных аварийных режимов является основой для выбора мощности трансформаторов, что будет выполняться в РГР №3.



## 2.4 Пример расчета РГР №2

Исходные данные: число генераторов – 4; единичная мощность – 63 МВт; нагрузка на генераторном напряжении – 10 линий по 7 МВт; нагрузка на 35 кВ – 6 линий по 8 МВт; связь с системой на напряжении 110 кВ двумя линиями длиной 30 км; расход мощности на собственные нужды 10% от установленной мощности (для пылеугольной ТЭЦ); график местной нагрузки на генераторном напряжении постоянный в течение суток: зимой-100%, летом –70%; графики выработки мощности генераторами и графики нагрузки при напряжении 35 кВ приведены ниже.

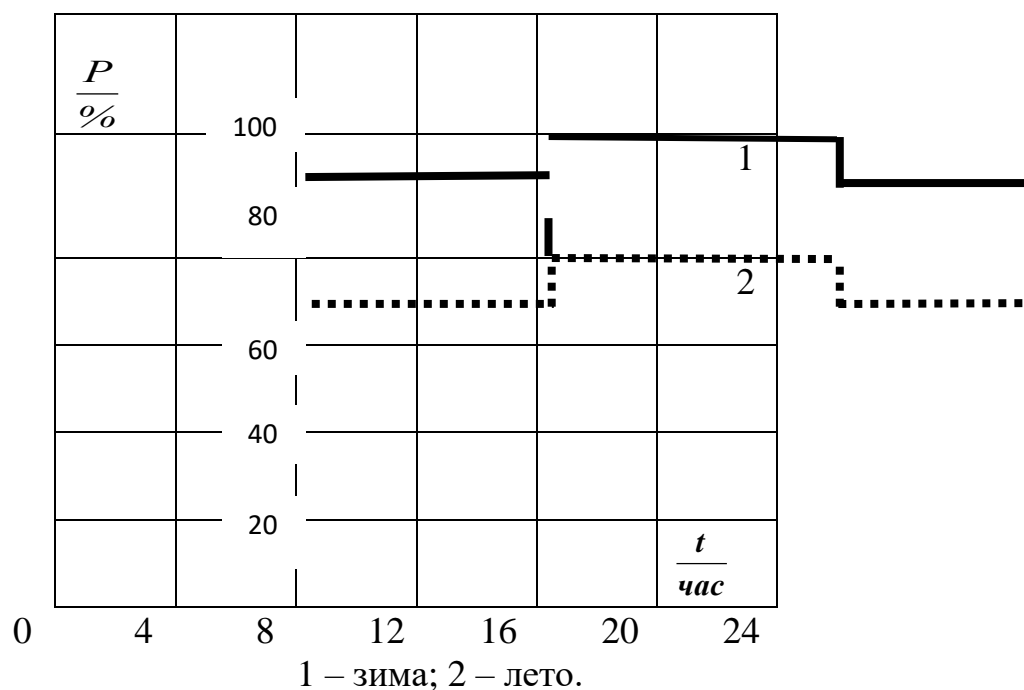


Рисунок 2.1 - График выработки мощности генераторами ТЭЦ

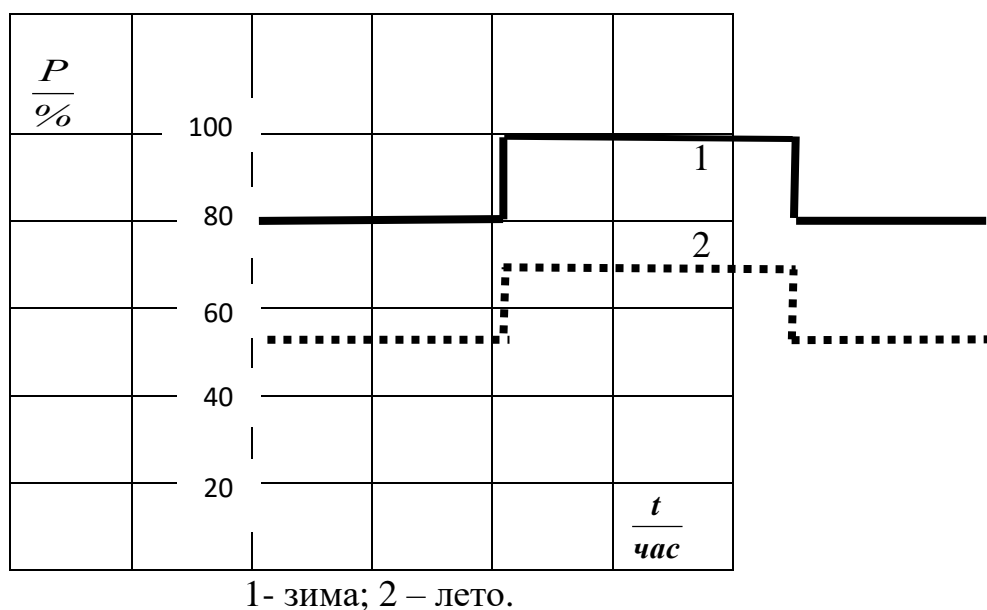


Рисунок 2.2 - График нагрузки на напряжении 35 кВ

В соответствии с исходными данными принимаются к установке турбогенераторы ТВФ-63-2УЗ [1, таблица 2.1] со следующими характеристиками  $P_{ном} = 63 МВт$ ,  $S_{ном} = 78,75 МВА$ ,  $U_{ном} = 10,5 кВ$ ,  $\cos \varphi_{ном} = 0,8$ .

В соответствии с количеством генераторов и составом нагрузок могут быть предложены варианты структурной схемы, приведенные на рисунках 2.3 и 2.4.

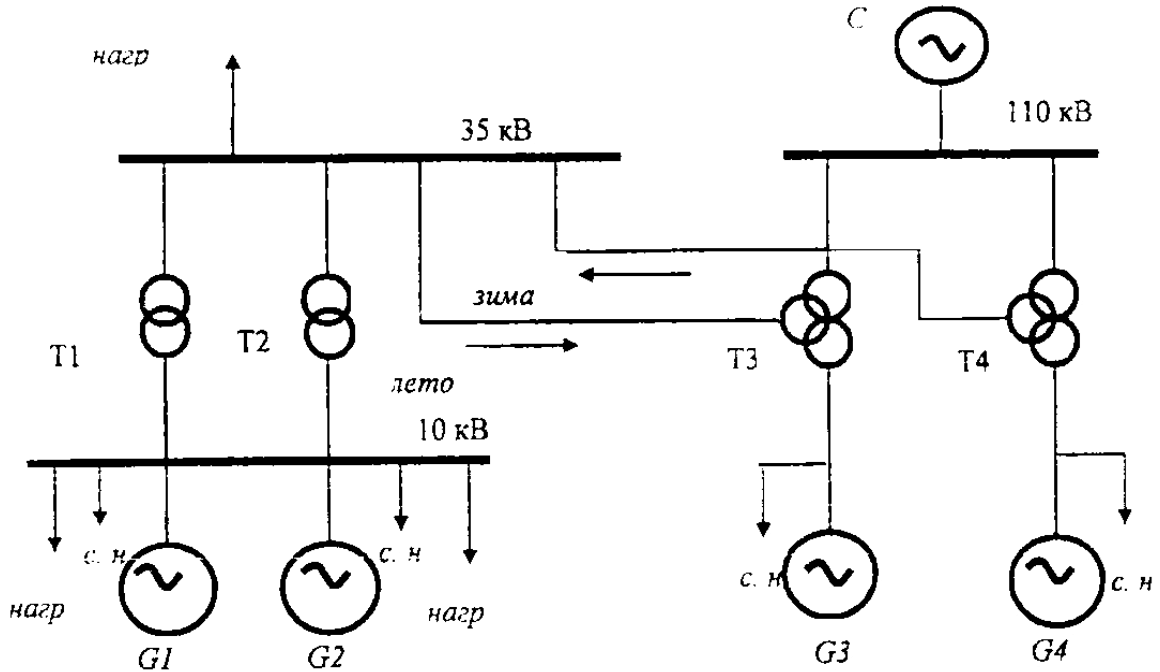


Рисунок 2.3 – Вариант 1

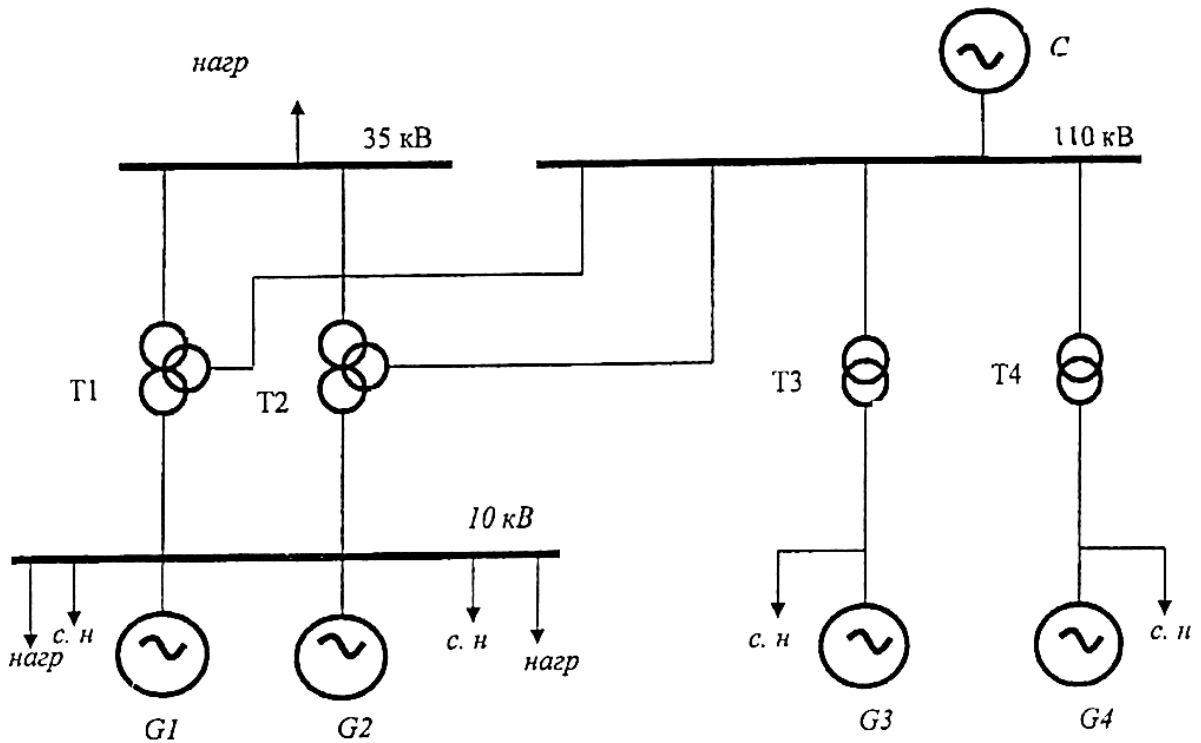


Рисунок 2.4 – Вариант 2

Баланс мощностей для нормального режима варианта 1 представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2– Баланс мощностей для варианта 1

Определяемый параметр	период года/ часы	0-8	8-18	18-24
1. Выработка мощности Г-1 и Г-2, МВт	зима	113,4	126	113,4
	лето	88,2	100,8	88,2
2. Нагрузка с.н. Г-1 и Г-2, МВт	зима	11,85	12,6	11,85
	лето	10,3	11,0	10,3
3. Нагрузка с.н. каждого из генераторов Г-3 и Г-4, МВт	зима	5,92	6,3	5,92
	лето	5,15	5,55	5,15
4. Нагрузка на 10 кВ, МВт	зима	70	70	70
	лето	49	49	49
5. Загрузка Т-1 и Т-2, МВт (суммарная)	зима	31,55	43,4	31,55
	лето	28,9	40,7	28,9
6. Загрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2, МВт	зима	15,78	21,7	15,78
	лето	14,45	20,35	14,45
7. Нагрузка на 35 кВ, МВт	зима	38,4	48	38,4
	лето	28,8	33,6	28,8
8. Загрузка обмоток 10 кВ Т-3 и Т-4, МВт	зима	57,08	56,70	57,08
	лето	57,85	57,45	57,85
9. Загрузка обмоток 35 кВ Т-3 и Т-4, МВт	зима	3,42	2,3	3,42
	лето	-0,05	-3,55	-0,05
10. Загрузка обмоток 110 кВ Т-3 и Т-4, МВт	зима	53,65	54,4	53,65
	лето	57,9	61,05	57,9
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Загрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 определяется как разность между выработкой генераторов Г-1 и Г-2 и нагрузкой на 10 кВ и расходом на собственные нужды Г-1 и Г-2.</p> <p>2 Загрузка обмотки 35 кВ каждого из трансформаторов Т-3 и Т-4 определяется как половина разности между нагрузкой 35 кВ и загрузкой Т - 1 и Т-2.</p> <p>3 Загрузка обмоток 110 кВ каждого из трансформаторов Т-3 и Т-4 определяется как разность между выработкой генератора и расходом на с.н. генератора и загрузкой обмотки 35 кВ трансформатора Т-3 или Т-4.</p> <p>4 Минус условно показывает излишки электроэнергии, направленные от генераторов в сторону энергосистемы, т.е. «-&gt;» указывает направление перетока мощности, но не абсолютное число мощности.</p>				

Для варианта 2 баланс мощностей нормального режима представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Баланс мощностей для варианта 2

Определяемый параметр	часы	0-8	8-18	18-24
1. Выработка мощности Г-1 и Г-2, МВт	зима лето	113,4 88,2	126 100,8	113,4 88,2
2. Нагрузка с.н. Г-1, Г2, МВт	зима лето	11,85 10,3	12,6 11,1	11,85 10,3
3. Нагрузка с.н. каждого из генераторов Г-3 и Г-4., МВт	зима лето	5,92 5,15	6,3 5,55	5,92 5,15
4. Нагрузка на 10 кВ, МВт	зима лето	70 49	70 49	70 49
5. Загрузка Т-1 и Т-2, МВт (суммарная)	зима лето	31,55 28,9	43,4 40,7	31,55 28,9
6. Загрузка каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2, МВт	зима лето	15,78 14,45	21,7 20,35	15,78 14,45
7. Нагрузка на 35 кВ, МВт	зима лето	38,4 28,8	48 33,6	38,4 28,8
8. Переток мощности с 110 кВ каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 на 35 кВ, МВт	зима лето	3,42 -0,05	2,3 -3,55	3,42 -0,05
9. Загрузка обмоток 35 кВ каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2, МВт	зима лето	19,2 14,4	24 16,8	19,2 14,4
<p>Примечания</p> <p>1 Переток мощности через обмотку 110 кВ каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 определяется как половина разности между нагрузкой 35 кВ и суммарной загрузкой обмоток 10 кВ Т-1 и Т-2.</p> <p>2 Загрузка обмоток 35 кВ каждого из трансформаторов Т-1 и Т-2 определяется как сумма мощностей обмоток 10 кВ и 110 кВ, направленных в РУ 35 кВ.</p>				

## **3 Расчетно-графическая работа №3**

### **3.1 Цель и задачи РГР №3**

Целью работы является закрепление теоретических знаний и развитие у студентов самостоятельности в решении поставленных задач, приобретение практических навыков работы с технической литературой, нормативными и техническими условиями и ЭВМ. Данная расчетно-графическая работа № 2 является продолжением РГР № 1.

Задачи РГР:

- выбор типа, количества и мощности трансформаторов;
- расчет годовых потерь энергии в трансформаторах.

### **3.2 Объем и содержание расчетно-графической работы**

РГР состоит из расчетно-пояснительной записки со структурной схемой электрических соединений электростанции. Расчетно-пояснительная записка в объеме 10-15 листов выполняется в ясной и сжатой форме на стандартных листах форматом А-44 (210x297) с помощью применения ЭВМ в соответствии с [1]. В записке должны быть приведены все расчеты и кратко изложены основные, принципиальные положения, поясняющие принятые в работе решения.

#### **3.2.1 Исходные данные.**

Исходные данные для выполнения РГР №2 представлены в РГР№1, где задаются:

- тип станции и вид топлива;
- число и мощность генераторов на станции;
- наличие электрических нагрузок, их напряжение и мощность;
- число и напряжение линий электропередачи, связывающих станцию с энергосистемой;
- графики выработки мощности генераторами ТЭЦ, механизмами с.н. и нагрузки на напряжении 35 кВ;
- баланс мощностей для двух вариантов при нормальном режиме работы.

#### **3.2.2 Содержание расчетно-графической работы.**

Расчетно-пояснительная записка в объеме 20-25 страниц выполняется в ясной и сжатой формате на стандартных листах форматом А-4 (210×297). В записке должны быть приведены все расчеты и кратко изложены основные, принципиальные положения, поясняющие принятые в работе решения.

Содержание расчетно-пояснительной записки:

- выбор числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи;
- расчет годовых потерь энергии в трансформаторах;

- технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем и выбор целесообразного варианта (одного).

### 3.3 Выбор трансформаторов на электростанциях

Выбор трансформаторов (автотрансформаторов) заключается в выборе типа, количества, номинальной мощности, которые определяются величиной перетока мощности в нормальном и аварийном режимах с учетом категорийности потребителей, питающихся от сборных шин РУ электростанции.

Рекомендации по выбору трансформаторов согласно [1-7] приведены ниже.

При питании потребителей первой и второй категории от шин генераторного напряжения электростанции необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов (автотрансформаторов) (в РГР принять все потребители – I и II категории).

При наличии трех напряжений необходимо стремиться к применению трехобмоточных трансформаторов, но, принимая во внимание технико-экономические преимущества автотрансформаторов, целесообразно применять, по возможности, вместе с трехобмоточными трансформаторами автотрансформаторы (110 кВ и выше) [2].

Выбор мощности трансформаторов произвести с учетом аварийных перегрузок на 40%.

При блочном соединении генератора и трансформатора определяется:

$$S_{тр.ном} \geq S_{уст.ген} - S_{max.c.n.}, \quad (3.1)$$

где  $S_{тр.ном}$  – установленная мощность генератора блока, МВА;

$S_{max.c.n.}$  – нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генератора, МВА.

Номинальная мощность автотрансформатора блока определяется как:

$$S_{ат.ном} \geq \frac{S_{уст.ген.} - S_{max.c.n.}}{K_{min}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{min}$  – коэффициент типовой мощности или коэффициент выгодности автотрансформатора, определяемый по напряжениям высокой –  $U_в$  и средней –  $U_c$  обмоток:

$$K_{min} = \frac{U_e - U_c}{U_e}. \quad (3.3)$$

На электростанциях со сборными шинами генераторного напряжения (обычно это – ТЭЦ) суммарная мощность трансформаторов в нормальном режиме с учетом  $\cos \varphi_2, \cos \varphi_n, \cos_{с.н}$  –  $S_{\sum_{м.р.}}$  определяется из выражения:

$$S_{\sum_{м.р.}} = S_{уст.ген.} - S_{мин.нагр.} - S_{max.с.н.}, \quad (3.4)$$

где  $S_{мин.нагр.}$  – минимальная нагрузка потребителей, питающихся от шин генераторного напряжения, МВА.

Выражение (3.3) записано для случая одинаковых значений  $\cos \varphi$  генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд. В РГР принять значения  $\cos \varphi$ , равными  $\cos \varphi_2$ .

Учет аварийных перегрузок дает следующее выражение для определения мощности трансформаторов [3]

$$S_{тр.ном} \geq \frac{S_{мр.ав.мах}}{K_{н.ав.}}, \quad (3.5)$$

где  $S_{мр.ав.мах}$  – максимальная нагрузка в аварийном режиме;

$K_{н.ав.}$  – коэффициент допустимой аварийной перегрузки из [1]; в

РГР принять  $K_{н.ав.} = 1,4$ .

Число трансформаторов связи на ТЭЦ со сборными шинами генераторного напряжения обычно не превышает трех. При блочных схемах число трансформаторов соответствует числу генераторов.

Электрическая связь между РУ 110 кВ и выше осуществляется с помощью автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов, мощность которых определяется по максимальному перетоку в наиболее тяжелом режиме. На мощных станциях выдача электроэнергии в энергосистему происходит на двух, а иногда на трех повышенных напряжениях.

При выборе трансформаторов нужно сравнить несколько равноценных вариантов схем с различным числом, мощностью и типами трансформаторов.

### 3.4 Техничко-экономическое сравнение структурных схем электростанций

Для каждого из сравниваемых вариантов выбора трансформаторов намечается наиболее целесообразная схема электрических соединений РУ на всех напряжениях.

Экономическая целесообразность схемы определяется минимальными затратами:

$$Z = P_n \cdot K + U + Y, \quad (3.6)$$

где  $K$  – капиталовложения на сооружения электроустановки, у.е;  
 $P_n = 0,12$  – нормативный коэффициент экономической эффективности;

$U$  – годовые эксплуатационные издержки, у.е/год;

$Y$  – ущерб от недоотпуска электроэнергии, у.е/год.

В качестве у.е. в РГР используются единицы справочных изданий [3, 4, 6].

В учебном проектировании сравнение вариантов производится без учета ущерба, т.к. это составляющая предполагает определение надежности питания, вероятности и длительности аварийных отключений и других вопросов, рассматриваемых в специальной литературе [2].

При сравнении схем допустимо учитывать капиталовложения только по отличающимся элементам.

Стоимость трансформаторов можно определить по выражению:

$$K_{\text{мр.расч.}} = a \cdot K_{\text{мр.завод}}, \quad (3.7)$$

где  $K_{\text{мр.расч.}}$  – заводская стоимость трансформаторов [1, таблицы 3.3 – 3.11];

$a$  – коэффициент, учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов грозозащиты, заземления, контрольных кабелей до щита управления, строительных и монтажных работ, а также материалов: [1, таблица 10.3].

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_0 + U_{\text{ном}}, \quad (3.8)$$

где  $I_a + I_0 = [(P_a + P_0)/100] \cdot K$  – издержки на амортизацию и обслуживание;

$P_a$  и  $P_0$  – соответствующие отчисления в % [1, таблица 10.2];

$U_{\text{ном}}$  – издержки, связанные с потерями электроэнергии:

$$U_{\text{ном}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (3.9)$$

где  $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, у.е./кВт·ч;

$\Delta W$  – потери электроэнергии в элементах схемы, кВт·ч.

При выполнении РГР допускается принять  $\beta = 0,0115$  у.е./кВт·ч в соответствии с данными [1]. Методика определения годовых потерь электроэнергии в трансформаторах приведена [3].



Технико-экономические расчеты целесообразно приводить в табличной форме.

Для определения капитальных вложений рекомендуется таблица 3.1.

Таблица 3.1 - Определение капитальных вложений

Наименование элемента	Расчетная стоимость единицы, у.е.	1 вариант		2 вариант	
		кол-во ед., шт	сумма, у.е.	кол-во ед., шт	сумма, у.е.
1. Трансформатор (автотрансформатор)					
2. Ячейка РУ с выключателем					
Итого					

Окончательный вариант структурной схемы выбрать по таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Окончательный вариант выбора структурной схемы

Затраты	1 вариант	2 вариант
1. Расчетные капиталовложения, К, у.е.		
2. Отчисления на амортизацию, $U_a + U_o$ у.е.		
3. Стоимость потерь энергии, $U_{ном.}$ , у.е.		
4. Приведенные затраты, $Z$ , у.е. <span style="float: right;">min</span>		

### 3.5 Пример расчета РГР №3

На основании технико-экономического расчета по выбору структурной схемы ТЭЦ с установленной мощностью 252 МВт, который приведен в РГР №1 по дисциплине «Электрические станции и подстанции», произведем выбор трансформаторов для двух вариантов. Для этого необходимо рассмотреть возможные аварийные и нормальные режимы работы.

#### 3.5.1 Выбор силовых трансформаторов.

Выбор трансформаторов для структурной схемы варианта 1.

Расчет нормального режима. Трансформаторы Т-1 и Т-2 по условию нормального режима из РГР №1 (таблица 1.2):

$$S_{T-1, T-2} \geq \frac{P_{T-1, 2}}{\cos \varphi_{ном.г.}} = \frac{21,7}{0,8} = 27,12 \text{ МВА},$$

где  $\cos_{ном2} = 0,8$  в соответствии с исходными данными.

Аварийные режимы:

- отключение Т-1 в зимний максимум. В этом случае через Т-2 будет передаваться максимальная мощность 43,4 МВт в соответствии с таблицей 1.2;

- отключение Г-1 в зимний максимум. Через каждый из двух трансформаторов Т-1 и Т-2 будет передаваться мощность для снабжения потребителей:

$$P = [P_{10} - (P_{Г-2} - P_{С.Н})] : 2 = 70 - (63 - 6,3) : 2 = 6,65 \text{ МВт};$$

- отключение любого из блоков, например, Г-3 – Т-3. В этом случае максимальная загрузка обмотки 35 кВ Т-4 (таблица 1.2, загрузка обмоток 35 кВ Т-3 и Т-4 в летний период, с 8-18 часов) удвоится и составит  $3,55 \cdot 2 = 7,1$  МВт.

Режим выдачи наибольшей мощности генераторов.

В период летнего минимума нагрузок (такой режим может возникнуть по заданию диспетчера энергосистемы) нагрузка на Т-1 и Т-2 составит:

$$P_{Т-1,2} = [(P_{Г-2} - P_{С.Н}) - P_{10}] : 2 = [(126 - 12,6) - 49] : 2 = 32,2 \text{ МВт}$$

Суммарная передаваемая мощность 64,4. Мощность, передаваемая через обмотки 35 кВ трансформаторов Т-3 и Т-4 в сеть 110 кВ, составит:

$$(P_{Т-1,Т-2} - P_{35лет.мах}) : 2 = (64,4 - 33,6) : 2 = 15,4 \text{ МВт}.$$

В этом режиме загрузка обмоток 110 кВ трансформаторов:

$$P_{Т-3,Т-4,110} = P_{Т-3,Т-4,10} + P_{Т-3,Т-4,35} = 56,7 + 15,4 = 72,1 \text{ МВт}.$$

В режиме передачи наибольшей мощности с учетом 40% перегрузки:

$$S_{Т-1,Т-2} \geq \frac{P_{Т-1,2}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{ном2}} = \frac{43,4}{1,4 \cdot 0,8} = 38,75 \text{ МВА}.$$

Из [1, таблица 3.5] максимальная выпускаемая мощность двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ равна 16 МВА. Поэтому вместо двух двухобмоточных трансформаторов выбираем один трансформатор с расщепленной обмоткой низкой стороны типа ТРДН и для сравнения принимается схема, представленная на рисунке 3.1 с одним трансформатором ТР.

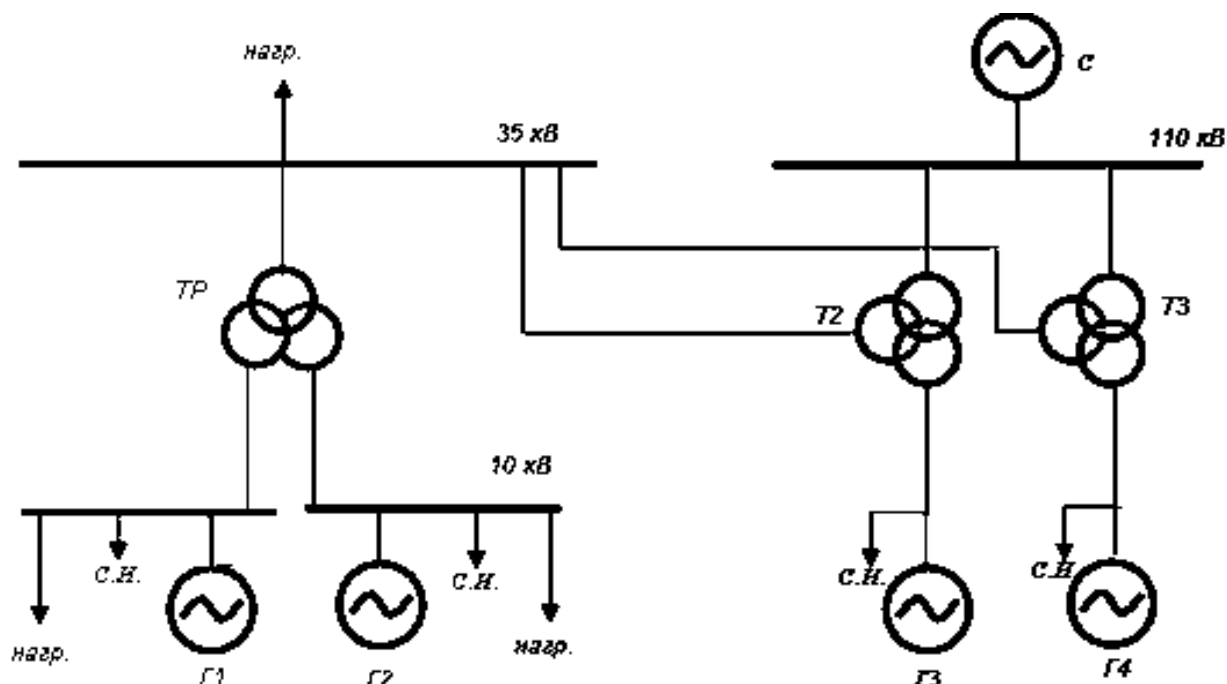


Рисунок 3.1 – Принятая схема для сравнения, вариант 1

Для принятой схемы баланс мощностей в нормальном режиме сохраняется (поскольку вместо двух трансформаторов вместо Т1,Т2 принят один трансформатор ТР).

Рассмотрим возможные аварийные режимы:

1) при отключении ТР в зимний максимум генераторы Г-1 и Г-2 покрывают нагрузку 70 МВт на 10кВ. Обмотки 35 кВ каждого из Т-3 и Т-4 будут загружены мощностью  $48 : 2 = 24$  МВт;

2) при отключении Г-1 в зимний максимум через ТР для снабжения потребителей 10 кВ будет передаваться мощность:

$$P_{10} - (P_{Г-2} - P_{с.н.}) = 70 - (63 - 6,3) = 13,3 \text{ МВт.}$$

Обмотки 35 кВ каждого из трансформаторов Т-3 и Т-4 будут загружены на мощность, равную:

$$13,3 / 2 + 48 / 2 = 30,65 \text{ МВт.}$$

Так как максимальная мощность из всех нормальных и аварийных режимов равна 64,4 МВт, следовательно:

$$S_{тр} \geq \frac{P_{Т-1,2}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{ном.г}} = \frac{64,4}{1,4 \cdot 0,8} = 57,5 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТРДНС – 63000/35 вместо двух трансформаторов Т1 и Т2. Паспортные данные, необходимые для дальнейших расчетов, приведены в таблице 3.5 [1].

Мощность трансформаторов Т-3, Т-4 определяется из условий нормального и наиболее загруженного режимов:

$$S_{T-3,T-4} \geq \frac{P_{ном.г}}{\cos \varphi_{ном.г}} = \frac{63}{0,8} = 78,75 \text{ МВА};$$

$$S_{T-3,T-4} \geq \frac{P_{T-3,T-4,110}}{1,4 \cdot \cos \varphi_{ном.г}} = \frac{72,1}{1,4 \cdot 0,8} = 64,38 \text{ МВА}.$$

Приняты к установке трансформаторы типа ТДНТ – 80000/110.

Выбор трансформаторов для структурной схемы варианта 2.

Мощность трансформаторов Т-1 и Т-2 по условию нормального режима (таблица 1.3) определяется:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{P_{T-1,T-2,35}}{\cos \varphi} = \frac{21,7}{0,8} = 27,12 \text{ МВА}.$$

По условию аварийного отключения Т-1:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{48}{1,4 \cdot 0,8} = 42,8 \text{ МВА}.$$

По условию выдачи наибольшей мощности:

$$S_{T-1,T-2} \geq \frac{32,2}{1,4 \cdot 0,8} = 28,75 \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТДНТ – 63000/110 [1,таблица 3.5].

Мощности трансформаторов Т-3 и Т-4 определяется, как и для варианта 1. Приняты к установке трансформаторы типа ТДН – 80000/110.

### 3.5.2 Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах.

Географический район расположения станции – Центральный Казахстан: зима – 200 суток ( $D_3$ ), лето – 165 суток ( $D_л$ ), годовая эквивалентная температура - + 10°C. Удельная стоимость потерь энергии в соответствии с [1] принята 0,0115 у.е./кВ·ч.

Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах для структурной схемы варианта 1.

Трансформатор ТР – ТРДНС – 63000/35.

Годовые потери энергии в стали [5]:

$$\Delta W_{cm} = P_{xx} \cdot 8760 = 50 \cdot 8760 = 438 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери энергии в меди трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяются по формуле для двухобмоточного трансформатора при условии одинаковой загрузки обмоток НН [1]:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \frac{P_{K.3}}{S^2_{НОМ.ТР} \cdot \cos\varphi} \cdot P^2_{ТР(0-8)^3-1(0-8)+(18-24)} \cdot D_3 + P^2_{ТР(8-18)^3-1(8-18)^3} \cdot D_3 + \\ &+ P^2_{ТР(0-8)+(18-24)} \cdot D_3 + P^2_{ТР(8-18)^3} \cdot D_3 + P_{ТР(0-18)_л} \cdot t_{(0-8)+(18-24)_л} \cdot D_л + \\ &+ P^2_{ТР(8-18)_л} \cdot t_{(8-18)_л} D_л = \frac{250}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot 31,55^2 \cdot 14 \cdot 200 + 43,4^2 \cdot 10 \cdot 200 + \\ &+ 28,9^2 \cdot 14 \cdot 165 + 40,7^2 \cdot 10 \cdot 165 = 1103,9 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Значения нагрузок в течение суток взяты из таблицы 2.2, РГР №2. Трансформаторы Т-3 и Т-4 – ТДТН – 80000/110.

Годовые потери энергии в стали одного трансформатора:

$$\Delta W_{cm} = P_{xx} \cdot 8760 = 64 \cdot 8760 = 560,6 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери энергии в меди в трёхобмоточном трансформаторе определяются для каждой из обмоток НН, СН, ВН в соответствии с их загрузкой по таблице 1.2.

Из справочных данных [1, таблица 3.6]  $P_{кз.вн.нн} = 365 \text{ кВт}$ , следовательно

$$\begin{aligned} P_{кз.вн.нн} &= P_{кз.сч} = P_{кз.лн} = 0,5 \cdot P_{кз.вн.нн} = 0,5 \cdot 365 = 182,5 \text{ кВт}, \\ \Delta W_{M.ВН} &= \frac{P_{K.3}}{S^2_{НОМ.Т-3 \cos^2 \varphi}} \cdot \left( P^2_{Т-3(0-8)_3} \cdot D_3 + P^2_{Т-3(8-18)_3} \cdot t_{(8-18)_л} \cdot t_{(0-8)+(18-24)_л} \right) = \\ &\cdot D_л + P^2_{Т-3(8-18)_л} \cdot t_{(8-18)_л} \cdot D_л = \frac{182,5}{80^2 \cdot 0,8^2} \cdot (49,4^2 \cdot 14 \cdot 200 + 54,4^2 \cdot 10 \cdot 200 + \\ &+ 38,9^2 \cdot 14 \cdot 165 + 41,3^2 \cdot 10 \cdot 165) = 849,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\ \Delta W_{M.СН} &= \frac{182,5}{80^2 \cdot 0,8^2} \cdot (3,42^2 \cdot 14 \cdot 200 + 2,3^2 \cdot 10 \cdot 200 + 0,5^2 \cdot 14 \cdot 165 + \\ &+ 3,35^2 \cdot 10 \cdot 165) = 2,86 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\ \Delta W_{M.НН} &= \frac{182,5}{80^2 \cdot 0,8^2} \cdot (50,78^2 \cdot 14 \cdot 200 + 56,7^2 \cdot 10 \cdot 200) + 38,95^2 \cdot 14 \cdot 165 + \\ &+ 44,85^2 \cdot 10 \cdot 165) = 912,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{M.Т-3,Т-4} = (849,3 + 2,86 + 912,2) \cdot 10^3 = 1764,36 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Расчет годовых потерь энергии в трансформаторах для структурной схемы варианта 2.

Годовые потери энергии в трансформаторах Т-1 и Т-2 типа ТДТН – 63000/110. Из [1] для этих трансформаторов –  $P_{xx} = 53 \text{ кВт}$ ,  $P_{кз} = 290 \text{ кВт}$ .

$$\Delta W_{cm} = 53 \cdot 8760 = 464,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$P_{кз.вн} = P_{кз.сн} = P_{кз.ин.} = 0,5;$$

$$P_{кз.вн.-ин.} = 290 \cdot 0,5 = 145 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{M.ВН} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (3,42^2 \cdot 14 \cdot 200 + 2,3^2 \cdot 10 \cdot 200 + 0,05^2 \cdot 14 \cdot 165 + 3,55^2 \cdot 10 \cdot 165) = 3,66 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{M.СН} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (17,16^2 \cdot 14 \cdot 200 + 24^2 \cdot 10 \cdot 200 + 14,5^2 \cdot 14 \cdot 165 + 23,9^2 \cdot 10 \cdot 165) = 194,06 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{M.ИН} = \frac{145}{63^2 \cdot 0,8^2} \cdot (15,78^2 \cdot 14 \cdot 200 + 21,7^2 \cdot 10 \cdot 200 + 14,45^2 \cdot 14 \cdot 165 + 20,35^2 \cdot 10 \cdot 165) = 159,86 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{M.Т-1,Т-2} = (3,66 + 194,06 + 159,86) \cdot 10^3 = 357,58 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери в трансформаторах Т-3, Т-4 типа ТДН-80000/110. Из [1,6] для этих трансформаторов  $P_{xx} = 58 \text{ кВт}$ ,  $P_{кз} = 310 \text{ кВт}$

$$\Delta W_{cm} = 58 \cdot 8760 = 508,08 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_M = \frac{310}{80^2 \cdot 0,8^2} \cdot (50,775^2 \cdot 14 \cdot 200 + 56,7^2 \cdot 10 \cdot 200 + 38,95^2 \cdot 14 \cdot 165 + 44,85^2 \cdot 10 \cdot 165) = 1555,9 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

### 3.5.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.

Число рабочих трансформаторов с.н. для данной схемы принимается равным числу генераторов – 4. Число резервных – 1 [1, 2, 3]. В принятом для сравнения варианте 1 генераторы Г-1 и Г-2, рабочие трансформаторы с.н. подключаются через выключатели к сборным шинам 10 кВ, а рабочие

трансформаторы с.н. Г-3 и Г-4 присоединяются отпайкой от блока. Наличие выключателей позволяет использовать трёхобмоточные трансформаторы для связи РУ – 35 кВ при отключении генераторов.

Трансформатор ТР с расщепленной обмоткой НН подключен к разным секциям шин 10 кВ через два выключателя, между секциями – секционный выключатель. Таким образом, в варианте 1 число ячеек генераторного напряжения – 7, не учитывая выключателей в системе собственных нужд, т.к. в обеих схемах их количества одинаковое. В варианте 2 блочные соединения можно выполнить без выключателей, т.к. отключение генератора приведет к отключению блока. Число ячеек генераторного напряжения – 5. Трансформаторы с.н. в технико-экономическое сравнение не вводим, т.к. их число и мощности одинаковы для сравниваемых вариантов.

### 3.5.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов.

Для упрощения расчетов, повторяющиеся в вариантах, элементы могут не учитываться. Расчетная стоимость единицы определяется как заводская стоимость единицы элемента, умноженная на коэффициент  $a$  - коэффициент, учитывающий стоимость ошиновки, аппаратов грозозащиты, заземления, контрольных кабелей до щита управления, строительных и монтажных работ, а также материалов [1, таблица 10.3; 6, приложение 3]. Из [1, таблица 10.3] для трансформаторов 35 кВ мощностью  $> 16$  МВа,  $\alpha=1,6$ , для трансформаторов 110 кВ мощностью  $> 32$  МВа,  $\alpha=1,5$ . Сравнение проводим в табличной форме (таблица 2.3). В таблице 3.4 приведен окончательный результат технико-экономического сравнения вариантов схем.

Из [1, таблица 10.2]:

$$P_a + P_0 = (6,4 + 2)\% = 8,4\% = 0,084.$$

Стоимость потерь энергии:

$$U_{nom} = \beta \cdot \Delta W, \beta = 0,0115 \text{ у.е. / кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 3.3 – Техничко-экономическое сравнение вариантов

Наименование элементов	Расчетн. стоим. д-цы, у.е.	1 вариант		2 вариант	
		кол-во ед., шт	сумма, у.е.	кол-во ед., шт	сумма, у.е.
1. Трансформатор ТРДНС - 63000/35	107	1	171,2	-	-
2. Трансформатор ТДТН – 80000/110	137	2	411	-	-
3. Ячейка ОРУ 10 кВ	10	1	10	-	-

4. Ячейка ЗРУ 10 кВ	20	2	40	-	-
5. Трансформатор ТДТН – 63000/110	126			2	378
6. Трансформатор ТДТН – 80000/110	137			2	411
7. Ячейка ОРУ 110 кВ	30			2	60
Итого			632,2		849

Таблица 3.4 – Окончательный результат технико-экономического сравнения вариантов

Затраты	1 вариант	2 вариант
1. Расчетные капиталовложения, $K$ , у.е.	632,2	849,0
2. *Отчисления на амортизацию $U_a+U_o$ , у.е.	$0,084 \cdot 632,2 = 53,1$	$0,084 \cdot 849 = 71,31$
3. **Стоимость потерь энергии, $U_{пот.}$ , у.е.	$0,0115 \cdot 6192,52 \cdot 10^3$	$0,0115 \cdot 5771,72 \cdot 10^3 = 66,37$
4. Приведенные минимальные затраты, $Z_{min}$ , у.е.	$= 71,21$ $0,12 \cdot 632,2 + 53,1 + 71,21 = 200,174$	$0,12 \cdot 849,0 + 71,31 + 66,37 = 239,56$

Для варианта 1:

$$\Delta W_{cm} = 438 \cdot 10^3 + 560,6 \cdot 10^3 - 2 = 1559,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 1103,9 \cdot 10^3 + 1764,36 \cdot 10^3 \cdot 2 = 4632,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = \Delta W_{cm} + \Delta W_m = 1559,9 \cdot 10^3 + 4632,62 \cdot 10^3 = 56192,52 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для варианта 2:

$$\Delta W_{cm} = 464,3 \cdot 10^3 \cdot 2 + 508,08 \cdot 10^3 \cdot 2 = 1944,76 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_m = 357,58 \cdot 10^3 \cdot 2 + 1555,9 \cdot 2 = 3826,96 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 1944,76 \cdot 10^3 + 3826,96 \cdot 10^3 = 5771,72 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Разница в затратах между вариантами 1 и 2 составляет:

$$Z_{min\%} = \frac{239,56 - 200,174}{200,174} \cdot 100\% = 19,6\% > 5\%,$$

что позволяет принять, как наиболее экономичный, вариант 1.



## Список литературы

1 Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию учебно-методических и учебных работ. СТ НАО 56023-1910-04-2014. Издание официальное. Алматы: «НАО АУЭС». - 2014. - 43 с.

2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., стереот. -М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с., ил.

3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. Проф. Образования/Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеев, Т.В. Чирков. –4-е изд., стер. М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

4 Неклепаев, Б. Н.Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков . – 5-е изд., стер . – СПб. : БХВ-Петербург, 2013 . – 608 с. (Учебная литература для вузов) . - ISBN 978-5-9775-0833-9 .

5 Электотехнический справочник. Под общ. ред. профессоров Московского МЭИ, Герасимова В. Г., Дьякова А. Ф., Ильинского Н. Ф., Лабунцова В. А., Морозкина В. П., Орлова И. Н. (главный редактор), Попова А. И., Строева В. А. — 9-е издание, стереотипное. — М.: Издательство МЭИ, 2004. — 964 с.

## Содержание

1	Расчетно-графическая работа №1 .....	3
1.1	Цель и задачи работы.....	3
1.2	Объем и содержание расчетно-графической работы.....	3
1.3	Методические указания к выполнению работы.....	4
2	Расчетно-графическая работа №2.....	10
2.1	Цель и задачи РГР №1.....	10
2.2	Объем и содержание расчетно-графической работы.....	10
2.3	Методические указания к выполнению работы.....	16
2.4	Пример расчета РГР №2 .....	17
3	Расчетно-графическая работа №3.....	21
3.1	Цель и задачи РГР №3.....	21
3.2	Объем и содержание расчетно-графической работы.....	21
3.3	Выбор трансформаторов на электростанциях.....	22
3.4	Технико-экономическое сравнение структурных схем электростанций.....	24
3.5	Пример расчета РГР №3.....	25
	Список литературы.....	34

Елена Григорьевна Михалкова  
Дамира Сапарбеккызы Заурбекова

## ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Методические указания по выполнению расчетно-графических работ  
для студентов колледжа специальности 0906000 – «Теплоэнергетические  
установки тепловых электрических станций»

Редактор:

Жанабаева Е.Б.

Специалист по стандартизации:

Ануарбек Ж.А.

Подписано в печать \_\_\_\_\_

Тираж 50 экз.

Объем 3,0 уч.-изл.

Формат 60x84 1/16

Бумага типографская №1

Заказ \_\_\_ цена 1500 тг.

Копировально-множительное бюро  
некоммерческого акционерного общества  
«Алматинский университет энергетики и связи  
050013, Алматы, Байтурсынова, 126/1