

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Минцаев Магомед Шавалович

Должность: Ректор

Дата подписания: 02.06.2026

Уникальный программный ключ:

236bcc35c296f119d6aafdc22858621db52dbc67971a866d5a3825f7a4304ce

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ**

**«ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АКАДЕМИКА М.Д. МИЛЛИОНЩИКОВА**

Кафедра «Электротехника и электропривод»

УТВЕРЖДЕН
на заседании кафедры
« 30 » 05 2026 г., протокол № 5
Заведующий кафедрой
Р. А-М. Магомадов

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ

Электроснабжение автономных потребителей

Направление

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль подготовки

«Геотермальная электростанция»

Квалификация (степень) выпускника

Магистр

Составитель



Р.А-М. Магомадов

Грозный 2026

ПАСПОРТ
ФОНДА ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ
«Новые источники и средства передачи электроэнергии»
(наименование дисциплины)

№ п/п	Контролируемые разделы (темы) дисциплины	Код контролируемой компетенции (или ее части)	Наименование оценочного средства
1.	Потребители электроэнергии, их классификация и режимы их работы	ПК-3	Практические занятия
2.	Графики нагрузок электроустановок и их характеристика	ПК-4	Практические занятия
3.	Электрические нагрузки	ПК-5	Собеседование
4.	Реактивная мощность в системах электроснабжения	ПК-5	Собеседование

ПЕРЕЧЕНЬ ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

№ п/п	Наименование оценочного средства	Краткая характеристика оценочного средства	Представление оценочного средства в фонде
1	<i>Собеседование</i>	Средство контроля, организованное как специальная беседа преподавателя с обучающимся на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, и рассчитанное на выяснение объема знаний обучающегося по определенному разделу, теме, проблеме и т.п.	Вопросы по темам / разделам дисциплины
2	<i>Контрольная работа</i>	Средство проверки умений применять полученные знания для решения задач определенного типа по теме или разделу учебной дисциплины.	Комплект контрольных заданий по вариантам
3	<i>Расчетно-графическая работа</i>	Средство проверки умений применять полученные знания по заранее определенной методике для решения задач или заданий по модулю или дисциплине в целом.	Комплект заданий для выполнения расчетно-графической работы
4	<i>Творческое задание</i>	Частично регламентированное задание, имеющее нестандартное решение и позволяющее диагностировать умения, интегрировать знания различных областей, аргументировать собственную точку зрения. Может выполняться в индивидуальном порядке или группой обучающихся.	Темы групповых и/или индивидуальных творческих заданий

ВОПРОСЫ ДЛЯ СОБЕСЕДОВАНИЯ (ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ)

Раздел Традиционные и нетрадиционные способы получения энергии

1. Потребители электроэнергии, их классификация и режимы их работы.
2. Классификация и режимы работы автономных потребителей.

Раздел Электрические нагрузки

1. Электрические нагрузки.
2. Установленная, расчетная, максимальная и средняя мощности электроустановок.
3. Определение расчетных нагрузок (активной, реактивной и кажущейся мощностей) по коэффициенту спроса, по среднеквадратичной мощности, по коэффициенту использования и расчетному коэффициенту энергии.

Раздел Графики нагрузок электроустановок и их характеристика

1. Графики нагрузок электроустановок и их характеристика.
2. Назначение графиков электрических нагрузок.
3. Коэффициенты, характеризующие режим работы электроустановок.
4. Построение суточных и годовых графиков нагрузок.

Раздел Реактивная мощность в системах электроснабжения

1. Реактивная мощность в электрических системах и системах электроснабжения.
2. Источники и потребители реактивной мощности в электрических системах и системах электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей.

Раздел Выбор напряжения и источников питания автономных потребителей

1. Выбор напряжения и источников питания автономных потребителей, в том числе от возобновляемых источников энергии (солнца, ветра).

Раздел Электротехническое оборудование систем электроснабжения автономных потребителей.

1. Агрегаты и системы бесперебойного питания, инверторы, блоки питания силовые, распределительные щиты, выпрямители, щитки этажные осветительные, ящики и шкафы управления, стабилизаторы.

Критерии оценки ответов на теоретические вопросы (текущий контроль):

- ✓ результат, содержащий полный правильный ответ, полностью – соответствующий требованиям критерия, – максимальное количество баллов;
- ✓ результат, содержащий неполный правильный ответ (степень полноты – ответа – более 60%) или ответ, содержащий незначительные неточности, т.е. ответ, имеющий незначительные отступления от требований критерия, – 75% от максимального количества баллов;
- ✓ результат, содержащий неполный правильный ответ (степень полноты – ответа – от 30 до 60%) или ответ, содержащий значительные неточности, т.е. ответ, имеющий значительные отступления от требований критерия – 40 % от максимального количества баллов;

- ✓ результат, содержащий неполный правильный ответ (степень полноты – ответа – менее 30%), неправильный ответ (ответ не по существу задания) или отсутствие ответа, т.е. ответ, не соответствующий полностью требованиям критерия, – 0 % от максимального количества баллов;

НАИМЕНОВАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ (ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ)

1. Потребители электроэнергии, их классификация и режимы их работы
2. Графики нагрузок электроустановок и их характеристика
3. Электрические нагрузки
4. Реактивная мощность в системах электроснабжения
5. Выбор напряжения и источников питания автономных потребителей
6. Электротехническое оборудование систем электроснабжения автономных потребителей

Практическое занятие №1 «Расчет электрических нагрузок».

Практическое занятие №2 «Формирование и исследование годовых графиков электрических нагрузок».

Практическое занятие № 3 «Исследование влияния коэффициента реактивной мощности однофазной нагрузки на распределение её активной и реактивной составляющих Между фазами».

Практическое занятие № 4 «Разработка схемы электроснабжения».

Практическое занятие № 5 «Определение нагрузок, баланс активной мощности, расстановка компенсирующих устройств»

Практическое занятие № 6 «Выбор варианта схемы проектируемой сети»

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №1

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок цеха производится в табличной форме – форма Ф636-92 /1/ (табл. П1).

На плане цеха намечаются источники питания для электроприемников (ЭП). Расчёт производится для каждого источника (распределительные шкафы, пункты, сборки, распределительные шинопроводы). Исходные данные для расчетов (столбцы 1–6) заполняются по характеристикам ЭП (столбцы 1–4) и по справочным данным /2,3/, откуда берутся значения коэффициентов использования $k_{\text{и}}$ и коэффициентов реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$. При этом все ЭП группируются по характерным категориям с одинаковыми значениями номинальной мощности $P_{\text{н}}$, коэффициентов $k_{\text{и}}$ и $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$ и записываются в одну строку формы Ф636-92. При наличии в справочных материалах интервальных значений $k_{\text{и}}$ следует принимать наибольшее значение.

Далее в столбцах 7 и 8 соответственно записываются результаты вычислений $k_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}}$

и $k_{и} \cdot p_{н} \cdot \text{tg}\varphi$. В итоговой строке для рассматриваемого источника питания определяются суммы этих величин $\Sigma k_{и} \cdot p_{н}$, $\Sigma k_{и} \cdot p_{н} \cdot \text{tg}\varphi$. В итоговой строке определяются также сумма $\Sigma p_{н}$.

Для рассматриваемого источника питания рассчитывается групповой коэффициент использования $K_{и} = \Sigma k_{и} \cdot p_{н} / \Sigma p_{н}$ и найденное значение $K_{и}$ заносится в столбец 5 итоговой строки.

Для определения эффективного числа ЭП $n_{э}$ в столбце 9 построчно определяются величины $n \cdot p_{н}^2$ и в итоговой строке суммарное значение $\Sigma n \cdot p_{н}^2$. В столбцах 10-15 результаты вычислений приводятся только для итоговой строки рассматриваемого источника питания. В столбце 10 приводится значение $n_{э}$, которое определяется по формуле

Найденное значение $n_{э}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа.

По значениям $K_{и}$ и $n_{э}$, приведенным в итоговой строке, находится в справочных таблицах $k_{р}$ – коэффициент расчётной мощности. Расчётная активная мощность $P_{р}$ источника питания ЭП напряжением до 1000 В определяется из выражения:

$$P_{р} = k_{р} \cdot \Sigma k_{и} \cdot p_{н}. \quad (3)$$

В случае, когда расчётная мощность $P_{р}$ окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного ЭП $P_{р} < p_{н \text{ max}}$ следует принимать $P_{р} = p_{н \text{ max}}$, чтобы сечение общего кабеля не оказалось меньше сечения кабеля подходящего к ЭП с $p_{н \text{ max}}$.

Расчётная реактивная мощность определяется в зависимости от $n_{э}$.

$$\begin{aligned} Q_{р} &= 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n k_{и} \cdot p_{н} \cdot \text{tg}\varphi_{н} \text{ при } n_{э} \leq 10 \\ Q_{р} &= \sum_{i=1}^n k_{и} \cdot p_{н} \cdot \text{tg}\varphi_{н} \text{ при } n_{э} > 10 \end{aligned} \quad (4)$$

где 1,1 – расчётный коэффициент РМ, который изменяется в небольших пределах (1-1,1).

Полное значение расчётной нагрузки определяется по формуле:

$$S_{р} = \sqrt{P_{р}^2 + Q_{р}^2}, \text{ кВА}$$

По полному значению определяется расчётный ток, необходимый для выбора отдельных элементов СЭЭП.

$$I_{р} = \frac{S_{р}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

где U_H – номинальное напряжение сети.

Рассмотрим пример расчета нагрузок механического цеха.

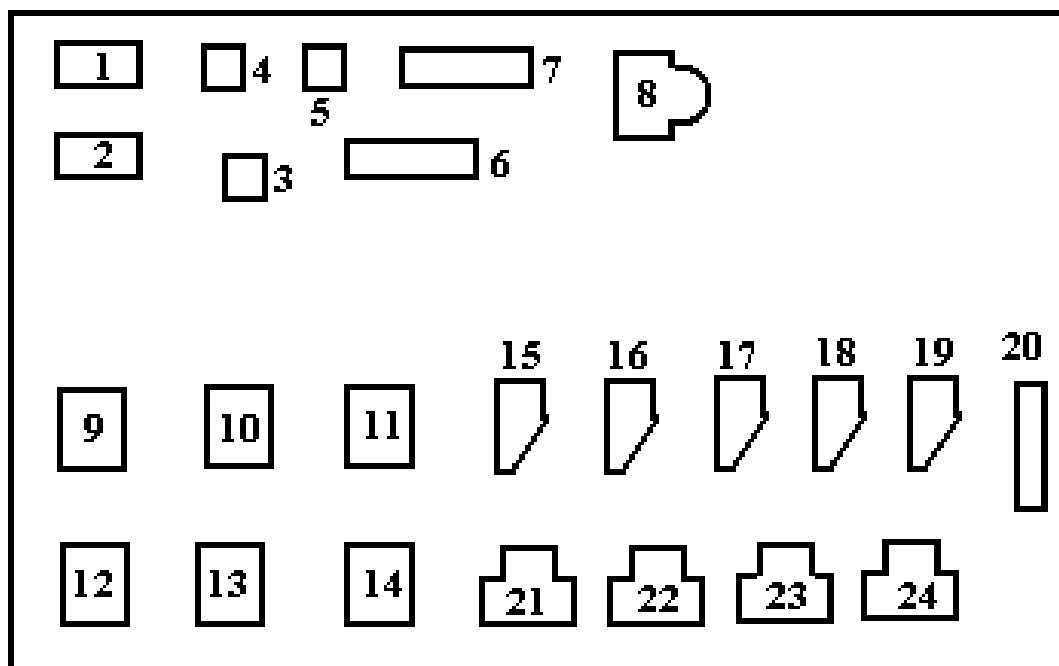


Рисунок 1. План цеха с установленными ЭП

Для электроснабжения ЭП цеха применяем два источника - ЭП с 1 по 8-й подключаются к распределительному шкафу (ШР), с 9 по 24-й – к распределительному шинопроводу (ШРА). Данные по ЭП приведены в табл.1.

Таблица 1. Характеристики ЭП

№ на плане	Наименование ЭП	P_H , кВт
1,2	Шлифовальные станки	15
3-5	Сверлильные станки	15
6,7	Строгальные станки	25
8	Резьбошлифовальный станок	23
9 -14	Токарные станки	18
15 – 19	Фрезерные станки	16
20	Заточной станок	2,0
21-24	Протяжные станки	29

Расчет приведен подробно для одного ЭП, по остальным производится

аналогично, данные расчета приведены в табл. П1.

В первом столбце таблицы записываются номера ЭП, для ШР указываем три подгруппы одинаковых станков с номерами 1-2, 3-5, 6-7 и один под номером 8. Во втором столбце указывается количество ЭП, в третьем – номинальная мощность (одного ЭП). В четвертом столбце рассчитываются значения общей установленной мощности как произведение значений из второго и третьего столбца. В итоговой строке во втором столбце указывается количество ЭП, подключенных к ШР, в четвертом столбце приводится суммарное значение установленной мощности всех ЭП.

Для всех ЭП в пятом столбце записываем коэффициенты использования (берем для заданного оборудования верхние значения коэффициентов использования), в шестом столбце – значения коэффициента потребления реактивной мощности – $\cos\varphi$ и $\tan\varphi$ /2,3 или табл.П2/.

В седьмом, восьмом и девятом столбцах определяем расчетные величины. Седьмой столбец содержит произведения значений коэффициентов использования и значений общей установленной мощности. Восьмой столбец содержит произведения значений коэффициентов использования, значений коэффициентов потребления, значений общей установленной мощности. Девятый столбец содержит произведения значений числа ЭП в подгруппе и значений квадратов номинальных мощностей.

Для ЭП №1 и №2 количество ЭП – 2 (второй столбец), номинальная мощность ЭП (третий столбец) – 15 кВт. Общая установленная мощность (четвертый столбец) $P_H = 2 \cdot 15 = 30$ кВт. Коэффициент использования k_i (пятый столбец) – 0,16. Коэффициент потребления реактивной мощности (шестой столбец) $\cos\varphi/\tan\varphi = 0,6/1,33$. Определяем расчетные величины

$$k_i \cdot P_H = 0,16 \cdot 30 = 4,8 \text{ кВт (седьмой столбец),}$$

$$\tan\varphi \cdot k_i \cdot P_H = 1,33 \cdot 0,16 \cdot 30 = 6,4 \text{ квар, } n \cdot P_H^2 = 2 \cdot 15^2 = 450.$$

Подобные действия выполняем для остальных ЭП, подключенных к ШР. В итоговой строке записываем суммы значений по четвертому столбцу – 148 кВт, по седьмому столбцу – 23,68 кВт, по восьмому столбцу – 33,59 квар,

по девятому столбцу – 2904.

Находим: значение группового коэффициента использования как

$$23,68/148 = 0,16,$$

эффективное число ЭП как:

$$148^2/2904 = 7,5,$$

округляем до 7.

По найденным значениям группового коэффициента использования и эффективного числа ЭП определяем значение коэффициента расчетной нагрузки $k_p = 1,85$ (табл.ПЗ). После этого находим значения расчетных

нагрузок как

$$P_p = 1,85 \cdot 23,68 = 43,81 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 33,59 = 36,95 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{43,81^2 + 36,95^2} = 57,31 \text{ кВА},$$

$$I_p = 57,31/(\sqrt{3} \cdot 0,38) = 87,2 \text{ А}.$$

Эти значения записываем в итоговую строку для ШР.

Аналогичным образом определяем расчетные нагрузки для ЭП, подключ

$$P_p = 73,2 \text{ кВт}, Q_p = 81,6 \text{ квар}, S_p = 109,2 \text{ кВА}, I_p = 166,8 \text{ А}.$$

После этого определяем суммарные нагрузки по всему цеху

$$P_p = 117,0 \text{ кВт}, Q_p = 118,5 \text{ квар}, S_p = 166,9 \text{ кВА}, I_p = 254 \text{ А}.$$

Порядок выполнения работы

1. Для заданного производственного помещения подготовить исходные данные.

2. Выбрать источники питания и подключить к ним электроприемники.

3. Рассчитать нагрузку выбранных источников питания.

Контрольные вопросы

1. Определение расчетной нагрузки.
2. Вспомогательные методы нахождения расчетной нагрузки.
3. Основные этапы определения расчетной нагрузки по РТМ-92.
4. Зачем находится расчетная нагрузка?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2 ФОРМИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГОДОВЫХ ГРАФИКОВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Цель работы

– привитие навыков определения отдельных параметров, используемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения (СЭС), по годовым графикам электрических нагрузок узлов СЭС;

– проверка теоретических положений и адекватности упрощенных выражений, используемых для определения отдельных показателей при проектировании СЭС.

Общие положения

Известно, что суточные графики нагрузок электроприёмников и узлов СЭС несут в себе надёжную информацию о режимах их работы и электропотреблении, обусловленных, главным образом, технологией производства, без учёта которой невозможно создать надёжно работающую и экономически выгодную систему электроснабжения.

На формирование графика нагрузки влияет много случайных факторов, которые математически не всегда можно учесть. Мощность, потребляемая отдельным электроприёмником, например, станком, зависит от формы и величины обрабатываемой детали, скорости подачи и глубины резания, времени, связанного с остановкой станка для замера размеров детали, и даже индивидуальных качеств токаря, обрабатывающего детали.

Электрические нагрузки промышленных предприятий являются основным исходным материалом для проектирования любой системы электроснабжения, выбора числа и мощности силовых трансформаторов и сечения проводов, кабелей, шин и т. д. Поэтому изучение методов расчета электрических нагрузок и практический анализ их графиков представляет большой интерес.

Для определения показателей годовых графиков нагрузок, как правило, формируются упорядоченные годовые графики по продолжительности. При этом используются суточные графики нагрузок, снятые в характерные сутки года (зимние, летние, осенне-весенние) и сутки недели (рабочие и празднично-выходные), и их повторяемость в течение года. Суточные графики в большинстве случаев снимаются с использованием счётчиков электрической энергии.

Методические указания по проведению работы

1. В редакторе электронных таблиц Excel сформируйте таблицу, форма которой приведена ниже

Таблица 2.1

Показания счетчиков активной энергии W , кВт·ч и реактивной V – квар·ч, за характерные сутки

Момент времени съёма показаний счётчиков, ч	Летние				Зимние			
	Рабочие		Выходные		Рабочие		Выходные	
	W	V	W	V	W	V	W	V
0.0								
1.0								

.....								
.....								
24.0								

2. Внесите в сформированную табл. 2.1 заданный преподавателем вариант показаний счётчиков активной и реактивной энергии за 4 характерные сутки. Варианты показаний счётчиков представлены в табл. П.1–П.12.

3. Найдите средние активные и реактивные мощности за каждый час характерных суток по формулам:

$$P_{срi} = K_{ТТ} K_{ТН} \frac{W_{i+1} - W_i}{\Delta t_i}, \text{ кВт};$$

$$Q_{срi} = K_{ТТ} K_{ТН} \frac{V_{i+1} - V_i}{\Delta t_i}, \text{ квар},$$

Полученные результаты занесите в табл. 2.2.

4. Постройте суточные графики активной, реактивной и полной мощности за все характерные сутки.

Таблица 2.2

Среднечасовые активная, реактивная и полная мощности

Интервал времени, ч	Летние сутки						Зимние сутки					
	Рабочие			Выходные			Рабочие			Выходные		
	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А
0–1												
1–2												
2–3												
...												
23–24												

5. По суточным графикам активной, реактивной и полной нагрузок определите следующие показатели:

– максимальные получасовые значения активной и реактивной нагрузок P_m и Q_m , а также максимальное значение полной мощности в каждые характерные сутки S_m ;

– средние за каждые характерные сутки активную и реактивную нагрузки

$$P_{\text{ср. сут}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_i \Delta t_i,$$

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} Q_i \Delta t_i,$$

– среднеквадратичные активные и реактивные нагрузки за каждые характерные сутки

$$P_{\text{ср. кв. сут}} = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i},$$

$$Q_{\text{ср. кв. сут}} = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \Delta t_i};$$

– коэффициенты форм суточных графиков активной и реактивной нагрузок

$$K_{\text{ф. а. сут}} = \frac{P_{\text{ср. кв. сут}}}{P_{\text{ср. сут}}},$$

$$K_{\text{ф. р. сут}} = \frac{Q_{\text{ср. кв. сут}}}{Q_{\text{ср. сут}}};$$

– коэффициенты максимума активной и реактивной нагрузки

$$K_{\text{м. а}} = \frac{P_{\text{м}}}{\max_j (P_{\text{ср. см } j})}; K_{\text{м. р}} = \frac{Q_{\text{м}}}{\max_j (Q_{\text{ср. см } j})},$$

где $P_{\text{ср. см}}$ и $Q_{\text{ср. см}}$ – средние активная и реактивная мощности за одну смену (при расчётах принять трёхсменный режим работы);

Средние активная и реактивная мощности за j -ю смену определяются по следующим выражениям:

$$P_{\text{ср. см } j} = \frac{1}{T_{\text{см } j}} \sum_{i=1}^{n_{\text{см } j}} P_{ji} \Delta t_{ji}; Q_{\text{ср. см } j} = \frac{1}{T_{\text{см } j}} \sum_{i=1}^{n_{\text{см } j}} Q_{ji} \Delta t_{ji},$$

где $T_{\text{см } j}$ – продолжительность j -й смены суток; $n_{\text{см } j}$ – число интервалов времени Δt в j -ю смену суток с фиксированными значениями активной и реактивной мощности;

– коэффициенты заполнения графиков активных и реактивных нагрузок

$$K_{\text{з. г. а}}^{\text{сут}} = \frac{P_{\text{ср. сут}}}{P_{\text{м. сут}}}; K_{\text{з. г. р}}^{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{ср. сут}}}{Q_{\text{м. сут}}},$$

где $P_{\text{м. сут}}$ – максимальное значение активной мощности в рассматриваемом суточном графике активной нагрузки; $Q_{\text{м. сут}}$ – максимальное значение реактивной мощности в рассматриваемом суточном графике реактивной нагрузки;

– коэффициенты мощности средневзвешенные за сутки $\cos \varphi_{\text{ср. сут}}$ и в момент максимума полной нагрузки $\cos \varphi(S=S_{\text{м}})$:

$$\cos \varphi_{\text{ср. сут}} = \frac{P_{\text{ср. сут}}}{\sqrt{P_{\text{ср. сут}}^2 + Q_{\text{ср. сут}}^2}}; \cos \varphi(S=S_{\text{м}}) = \frac{P(S=S_{\text{м}})}{S_{\text{м}}},$$

где $S_{\text{м}}$ – максимальное значение полной мощности, наблюдаемой в течение рассматриваемой сутки.

Результаты расчётов занесите в табл. 2.3

Показатели суточных графиков нагрузки

Окончание табл.2.3

[illegible]

6. На суточных графиках активных и реактивных нагрузок покажите средние, среднеквадратичные, максимальные и расчетные нагрузки.

7. Сформируйте и постройте упорядоченные годовые графики активной, реактивной и полной мощности.

Упорядоченные графики нагрузок – графики, в которых мощности (токи) располагаются в порядке возрастания или убывания их величин (чаще в порядке убывания).

Для построения годовых графиков по продолжительности целесообразно сначала сформировать упорядоченные (по мере убывания) суточные графики активной, реактивной и полной мощности за каждые характерные сутки, используя при этом данные табл. 2.2. При этом мощности располагаем по мере их убывания, а суммарный интервал времени протекания i -го

значения мощности в течение j -х характерных суток $\Delta t_{ji}^{сут}$ находим путём

суммирования отдельных k -х интервалов времени в суточном графике, в которых это значение мощности наблюдалось, т. е.

$$\Delta t_{ji}^{сут} = \sum_{k=1}^{n_{ji}} \Delta t_{ik}, \quad (2.1)$$

где n_{ji} – число интервалов времени в j -м характерном суточном графике с i -м значением мощности; Δt_{ik} – длительность k -го интервала времени в суточном графике с i -м значением мощности.

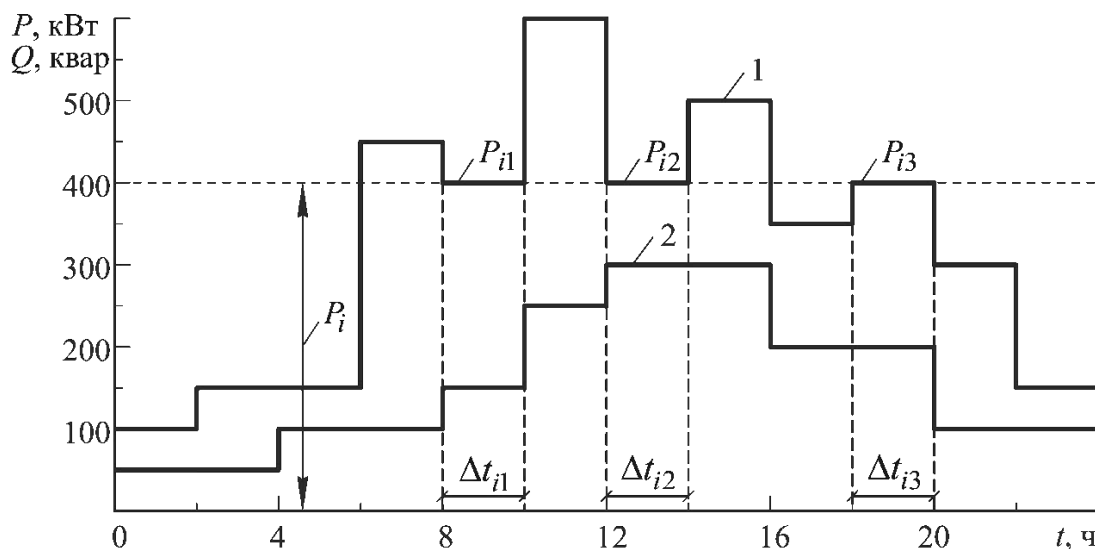
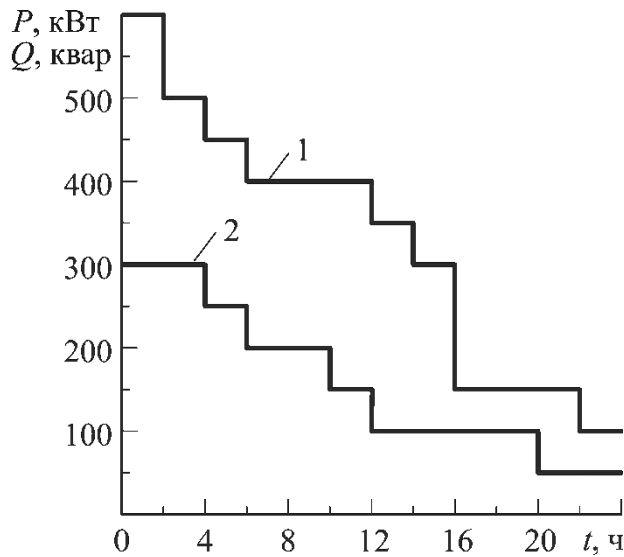


Рис. 2.1. Ступенчатые суточные графики нагрузки: 1 – активная мощность; 2 – реактивная мощность

Учитывая то, что длительность интервалов времени между замерами в суточных графиках одинаковы, т. е. $\Delta t_{ik} = \Delta t_{ин.сут} = const$, выражение (2.1) можно записать в виде

$$\Delta t^{сут} = \Delta t_{ин.сут} \cdot n \quad (2.2)$$

Полученные данные в результате формирования упорядоченных суточных графиков активной, реактивной и нагрузки занесите соответственно в табл. 2.4–2.6.



Суммарная продолжительность времени протекания через узел СЭС конкретных значений активной P_i , реактивной Q_i или полной S_i мощностей в течение периода наблюдения (в нашем случае одного года) определяются путём суммирования произведений интервалов времени их протекания в от-
х характерных Δt_{ji} на число та-
ток n_j

$$\Delta t_{Год i} = \sum_{j=1}^m n_j \Delta t_{ji} \quad (2.3)$$

где m – число характерных суточных графиков (в нашем случае $m = 4$).

Количество дней в году для каждого вида характерного суточного графика следует принять по табл. П.14 согласно заданному преподавателем варианту.

Следует отметить, что количество ступеней в упорядоченных годовых графиках активной, реактивной и полной мощности в общем случае может быть различным. Следовательно, интервалы времени протекания через узел СЭС конкретных значений активной P_i , реактивной Q_i или полной S_i мощностей $\Delta t_{Год i}$ в общем случае могут не совпадать. В нашем случае они одинаковы.

Таблица 2.4

Упорядоченные суточные графики активной нагрузки

№ интервала упорядоченного суточного графика	Зимние рабочие сутки		Летние рабочие сутки		Зимние выходные сутки		Летние выходные сутки	
	$P,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$P,$ кВт	$\Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$P,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$P,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут
1								
2								
....								
....								
n								

Таблица 2.5

Упорядоченные суточные графики реактивной нагрузки

№ интервала упорядоченного суточного графика	Зимние рабочие сутки		Летние рабочие сутки		Зимние выходные сутки		Летние выходные сутки	
	$Q,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$Q,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$Q,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$Q,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут
1								
2								
....								
n								

Таблица 2.6

Упорядоченные суточные графики полной нагрузки

№ интервала упорядоченного суточного графика	Зимние рабочие сутки		Летние рабочие сутки		Зимние выходные сутки		Летние выходные сутки	
	$S,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$S,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$S,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут	$S,$ кВт	$i \Delta t^{\text{сут}},$ ч/сут
1								
2								
....								
n								

Таблица 2.7

Упорядоченный годовой график активной нагрузки

№ ступени упорядоченного графика	1	2	3	4	...	$N_{Г. а}$
Величина активной мощности ступени P_i , кВт						
Продолжительность времени протекания мощности P_i в течение года $\Delta t_{год. pi}$, ч/год						

Таблица 2.8

Упорядоченный годовой график реактивной нагрузки

№ ступени упорядоченного графика	1	2	3	4	...	$N_{Г. p}$
Величина активной мощности ступени Q_i , кВт						
Продолжительность времени протекания мощности Q_i в течение года $\Delta t_{год. qi}$, ч/год						

Таблица 2.9

Упорядоченный годовой график полной нагрузки

№ ступени упорядоченного графика	1	2	3	4	...	$N_{Г. s}$
Величина активной мощности ступени S_i , кВт						
Продолжительность времени протекания мощности S_i в течение года $\Delta t_{год. si}$, ч/год						

8. Используя упорядоченные годовые графики нагрузок, определите следующие показатели:

– годовое потребление активной и реактивной энергии

$$W_{а. год} = \sum_{i=1}^{N_{Г.а}} P_i \Delta t_{год. pi}; \quad W_{р. год} = \sum_{i=1}^{N_{Г. p}} Q_i \Delta t_{год. pi},$$

где $N_{Г. а}$ и $N_{Г. p}$ – число ступеней в упорядоченных годовых графиках соответственно активной и реактивной нагрузки;

– среднегодовую активную и реактивную мощности

$$P_{\text{ср. год}} = \frac{W_{\text{а. год}}}{T_{\text{год}}} \quad Q_{\text{ср. год}} = \frac{W_{\text{р. год}}}{T_{\text{год}}},$$

где $T_{\text{год}}$ – годовое число часов, равное 8760 ч/год;

– среднеквадратичную за год активную и реактивную мощности

$$P_{\text{ср. кв. год}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{г. а}}} P_i^2 \Delta t_{\text{год. pi}}}, \quad Q_{\text{ср. кв. год}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{год}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{г. р}}} Q_i^2 \Delta t_{\text{год. qi}}};$$

– среднегодовой коэффициент реактивной мощности

$$\text{tg} \varphi_{\text{ср. год}} = \frac{Q_{\text{ср. год}}}{P_{\text{ср. год}}};$$

– коэффициенты заполнения годовых графиков активных и реактивных нагрузок

$$K_{\text{з. Г. а}}^{\text{год}} = \frac{P_{\text{ср. год}}}{P_{\text{м. год}}}, \quad K_{\text{з. Г. р}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ср. год}}}{Q_{\text{м. год}}},$$

где $P_{\text{м. год}}$ и $Q_{\text{м. год}}$ – максимальные значения активной и реактивной мощности, наблюдаемые в соответствующих годовых графиках;

– коэффициенты формы годовых графиков активных и реактивных нагрузок

$$K_{\text{ф. а. год}} = \frac{P_{\text{ср. кв. год}}}{P_{\text{ср. год}}}, \quad K_{\text{ф. р. год}} = \frac{Q_{\text{ср. кв. год}}}{Q_{\text{ср. год}}};$$

– годовое число часов использования максимума активной и реактивной нагрузок, ч/год

$$T_{\text{и. м. а}}^{\text{год}} = \frac{1}{P_{\text{м. год}}} \sum_{i=1}^{n_{\text{г. а}}} P_i \Delta t_{\text{год. pi}}, \quad T_{\text{и. м. р}}^{\text{год}} = \frac{1}{Q_{\text{м. год}}} \sum_{i=1}^{n_{\text{г. р}}} Q_i \Delta t_{\text{год. qi}};$$

– годовое число часов максимальных потерь, ч/год

$$\tau_{\text{год. л}}^{\text{м}} = \frac{P_{\text{м. год}}^2 \tau_{\text{год. р}} + Q_{\text{м. год}}^2 \tau_{\text{год. q}}}{S^2}, \quad (2.4)$$

где $S_{\text{м}}$ – максимальное значение полной мощности, определяется по суточным графикам полной мощности; $\tau_{\text{год. р}}$ и $\tau_{\text{год. q}}$ – годовое число часов максимальных потерь, найденные с использованием упорядоченных годовых графиков соответственно активной и реактивной нагрузки по следующим выражениям

$$\tau_{\text{год. р}} = \frac{1}{P_{\text{м. год}}^2} \sum_{i=1}^{n_{\text{га}}} P_i^2 \Delta t_{\text{год. pi}}, \quad \tau_{\text{год. q}} = \frac{1}{Q_{\text{м. год}}^2} \sum_{i=1}^{n_{\text{гр}}} Q_i^2 \Delta t_{\text{год. qi}}.$$

При наличии упорядоченных годовых графиков полной мощности годовое число часов максимальных потерь также можно найти по формуле

$$\tau_{\text{год}2} = \frac{1}{S_{\text{м. год}}^2} \sum_{i=1}^{n_{\text{г.р}2}} S_i^2 \Delta t_{\text{год.}si}, \quad (2.5)$$

В работе требуется найти число часов максимальных потерь, используя обе вышеприведенные формулы (2.4) и (2.5) и сопоставить полученные результаты;

– коэффициент сменности по энергоиспользованию

$$\alpha_{\text{см}} = \frac{W_{\text{а. год}}}{n_{\text{см}}^{\text{сут}} n_{\text{год}} W_{\text{см. макс}}} = \frac{W_{\text{а. год}}}{n_{\text{см}}^{\text{сут}} n_{\text{год}} T_{\text{см}} P_{\text{ср. см. макс}}},$$

где $n_{\text{т см}}^{\text{су}}$ – число смен в течение одних суток, см/сут; $n_{\text{год}}$ – число дней в

году, сут/год; $T_{\text{см}}$ – продолжительность одной смены, ч/см.

Построить годовые упорядоченные графики нагрузок и показать на них среднегодовые активную и реактивную мощности, годовое число часов использования максимума активной и реактивной нагрузок, а также число часов максимальных потерь τ_p и τ_q .

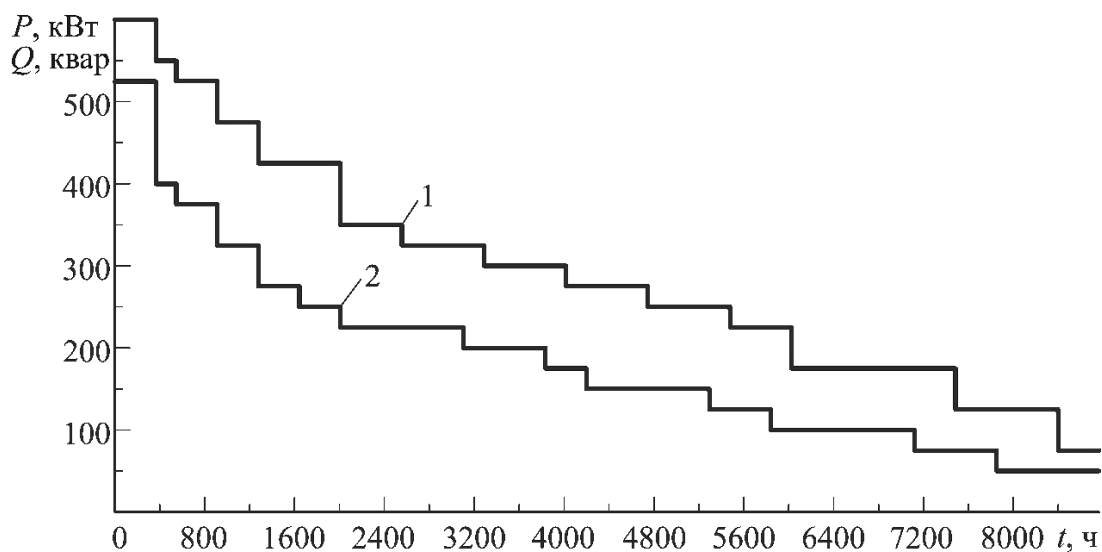


Рис. 2.3. Пример упорядоченных годовых графиков нагрузки: 1 – активная мощность; 2 – реактивная мощность

9. Используя найденные в пункте 5 показатели суточных графиков и сведения об их повторяемости (см. табл. 2.3), рассчитать показатели годовых графиков по нижеприведенным выражениям и сопоставить их с такими же показателями, полученными в п. 8:

– годовое потребление активной и реактивной энергии

$$W_{a. \text{ год}} = 24 \sum_{j=1}^m n_j P_{\text{ср. сут } j}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/год};$$

$$W_{p. \text{ год}} = 24 \sum_{j=1}^m n_j Q_{\text{ср. сут } j}, \text{ квар}\cdot\text{ч/год};$$

где m – число характерных суточных графиков, в нашем случае $m = 4$; – средние за год активную и реактивную мощности

$$P_{\text{ср. год}} = \frac{\sum_{j=1}^m n_j P_{\text{ср } j}}{n_{\text{год}}}, \quad Q_{\text{ср. год}} = \frac{\sum_{j=1}^m n_j Q_{\text{ср } j}}{n_{\text{год}}};$$

– число часов использования максимума активной и реактивной мощности

$$T_{\text{и. м. а}}^{\text{год}} = \frac{1}{P} \sum_{j=1}^m n_j P_{\text{ср. сут } j}, \quad T_{\text{и. м. р}}^{\text{год}} = \frac{1}{Q} \sum_{j=1}^m n_j Q_{\text{ср. сут } j};$$

– среднеквадратичные значения за год активной, реактивной и полной мощности

$$P_{\text{ср. кв. год}} = \sqrt{\frac{1}{n_{\text{год}}} \sum_{j=1}^m n_j P_{\text{ср. кв. сут } j}^2},$$

$$Q_{\text{ср. кв. год}} = \sqrt{\frac{1}{n_{\text{год}}} \sum_{j=1}^m n_j Q_{\text{ср. кв. сут } j}^2},$$

$$S_{\text{ср. кв. год}} = \sqrt{\frac{1}{n_{\text{год}}} \sum_{j=1}^m n_j S_{\text{ср. кв. сут } j}^2}.$$

Здесь $S_{\text{ср. кв. сут } j}$ – среднеквадратичное значение полной мощности в j -е характерные сутки, которые определяются по выражению

$$S_{\text{ср. кв. сут } j} = \sqrt{P_{\text{ср. кв. сут } j}^2 + Q_{\text{ср. кв. сут } j}^2};$$

– годовое число часов максимальных потерь

$$\tau_{\text{год}} = \frac{1}{S^2} \sum_{j=1}^m n_j S_{\text{ср. кв. сут } j}^2 = \frac{1}{S^2} \sum_{j=1}^m n_j \left(P_{\text{ср. кв. сут } j}^2 + Q_{\text{ср. кв. сут } j}^2 \right)$$

Проведите сопоставление результатов, полученных в пп. 8 и 9, сделайте соответствующие выводы.

Оформите отчёт в соответствии с требованиями, изложенными в начале учебного пособия.

Контрольные вопросы

С целью подготовки к защите лабораторной работы дайте ответы на следующие контрольные вопросы:

1. Что собой представляют упорядоченные графики электрических нагрузок?
2. С какой целью строятся упорядоченные годовые графики нагрузок?
3. Опишите методику построения упорядоченных годовых графиков.
4. В какие характерные сутки года снимаются суточные графики нагрузок?
5. Что собой представляет коэффициент заполнения суточного графика

нагрузок $K_{з.г}^{сут}$?

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОДНОФАЗНОЙ НАГРУЗКИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЕЁ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩИХ МЕЖДУ ФАЗАМИ

Цель работы

- проверка правомерности допущений, принимаемых в справочной литературе [2] при определении величины расчётных нагрузок в узлах совместного питания однофазных и трёхфазных электроприёмников;
- проверка правильности теоретических выводов по определению распределения потребляемой из сети мощности электроприёмником, подключённым на линейное напряжение, между соответствующими фазами сети и зависимости распределения от коэффициента мощности электроприёмника.

Общие положения и методические указания по выполнению работы

Наличие однофазных электроприёмников (ЭП), как правило, приводит к несимметричной нагрузке фаз сети, что вызывает ряд отрицательных последствий, таких как:

- появление токов и напряжений обратной и нулевой последовательности в четырёх и пятипроводных сетях и токов и напряжений обратной последовательности — в трёхпроводных сетях;
- увеличение потерь энергии в сетях по сравнению с их значением при симметричной нагрузке фаз;
- появление электромагнитных моментов у электродвигателей, действующих согласно с нагрузкой и приводящих к увеличению потребления ими электроэнергии и ускоренному износу изоляции.

Пренебрежение фазностью электроприёмников при определении расчётных нагрузок приводит к ускоренному износу изоляции одной из фаз сети.

С целью снижения указанных отрицательных последствий уже на стадии проектирования СЭС необходимо:

- нагрузку, обусловленную однофазными электроприёмниками, как можно равномерно распределить между фазами сети;
- определить нагрузку наиболее загруженной фазы и заменить однофазную нагрузку эквивалентной ей трёхфазной, равной утроенной величине нагрузки наиболее загруженной фазы.

По данным [2] допускается однофазные электроприёмники условно принимать как трёхфазные, если неравномерность распределения номинальной мощности однофазных электроприёмников по фазам, отнесённая к мощности наименее загруженной фазы, включая приходящуюся на одну фазу мощность трёхфазных электроприёмников, составляет 15 и менее %, т. е.

$$\begin{aligned}
\delta P_{\text{ном. ф. мин}} &= \frac{P_{\text{ном. ф. макс}} - P_{\text{ном. ф. мин}}}{P_{\text{ном}}} 100\% = \\
&= \left(\frac{P^*_{\text{ном. ф. макс}} + \frac{1}{3} P_{\text{ном. III}}}{P^*_{\text{ном. ф. мин}} + \frac{1}{3} P_{\text{ном. III}}} - \frac{P^*_{\text{ном. ф. макс}} + \frac{1}{3} P_{\text{ном. III}}}{P^*_{\text{ном. ф. мин}} + \frac{1}{3} P_{\text{ном. III}}} \right) 100\% = \\
&= \left(\frac{P^*_{\text{ном. ф. макс}} - P^*_{\text{ном. ф. мин}}}{P^*_{\text{ном. ф. мин}} + \frac{1}{3} P_{\text{ном. III}}} \right) 100\% \leq 15\%,
\end{aligned} \tag{3.1}$$

где $P^*_{\text{ном. ф. макс}}$ и $P^*_{\text{ном. ф. мин}}$ – суммарные значения номинальных мощностей электроприёмников, подключённых к наиболее и наименее загруженным фазам, обусловленных только однофазными электроприёмниками; $P_{\text{ном. III}}$ – суммарная номинальная мощность всех трёхфазных электроприёмников, подключённых к рассматриваемому узлу СЭС.

Согласно [1], средние активные и реактивные мощности фаз, обусловленные однофазными электроприёмниками, могут быть рассчитаны по следующим формулам:

– активные мощности фаз:

$$\begin{aligned}
P_{\text{ср. А}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. АВ } i} k_{(\text{АВ})\text{А } i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. СА } i} k_{(\text{СА})\text{А } i} + \\
&\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. А0 } i}; \\
P_{\text{ср. В}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. АВ } i} k_{(\text{АВ})\text{В } i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{BC}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. BC } i} k_{(\text{BC})\text{В } i} + \\
&\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{В0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. В0 } i}; \\
P_{\text{ср. С}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{BC}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. BC } i} k_{(\text{BC})\text{С } i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. СА } i} k_{(\text{СА})\text{С } i} + \\
&\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{С0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. С0 } i};
\end{aligned}$$

— реактивные мощности фаз:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{ср. А}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. АВ}i} q_{(\text{AB})\text{А}i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{CA}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. СА}i} q_{(\text{CA})\text{А}i} + \\
 &\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. А0}i} \text{tg}\varphi_{\text{А0}i}; \\
 Q_{\text{ср. В}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{AB}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. АВ}i} q_{(\text{AB})\text{В}i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{BC}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. ВС}i} q_{(\text{BC})\text{В}i} + \\
 &\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{В0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. В0}i} \text{tg}\varphi_{\text{В0}i}; \\
 Q_{\text{ср. С}} &= \sum_{i=1}^{n_{\text{BC}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. ВС}i} q_{(\text{BC})\text{С}i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{CA}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. СА}i} q_{(\text{CA})\text{С}i} + \\
 &\quad + \sum_{i=1}^{n_{\text{С0}}} k_{\text{и. а } i} P_{\text{ном. С0}i} \text{tg}\varphi_{\text{С0}i}.
 \end{aligned}$$

Здесь $n_{\text{AB}}, n_{\text{BC}},$ — число электроприёмников, подключённых соответственно на линейные напряжения $U_{\text{AB}}, U_{\text{BC}}$ и U_{CA} ; $n_{\text{А0}}, n_{\text{В0}}, n_{\text{С0}}$ — число электроприёмников, подключённых соответственно на фазные напряжения $U_{\text{А0}}, U_{\text{В0}}$ и $U_{\text{С0}}$; $k_{\text{и. а } i}$ — коэффициент использования установленной активной мощности i -го электроприёмника; $P_{\text{ном. АВ}i}, P_{\text{ном. ВС}i}, P_{\text{ном. СА}i}$ — номинальные активные мощности отдельных электроприёмников, подключённых соответственно на линейные напряжения $U_{\text{AB}}, U_{\text{BC}}$ и U_{CA} ; $P_{\text{ном. А0}i}, P_{\text{ном. В0}i}, P_{\text{ном. С0}i}$ — номинальные активные мощности отдельных электроприёмников, подключённых соответственно на фазные напряжения $U_{\text{А0}}, U_{\text{В0}}$ и $U_{\text{С0}}$; $k_{(\text{AB})\text{А}i}, k_{(\text{AB})\text{В}i}, k_{(\text{BC})\text{В}i}, k_{(\text{BC})\text{С}i}, k_{(\text{CA})\text{С}i}, k_{(\text{CA})\text{А}i}$ — расчётные коэффициенты, представляющие собой доли потребляемых отдельно взятыми электроприёмниками, подключёнными на линейные напряжения $U_{\text{AB}}, U_{\text{BC}}$ и U_{CA} , значений активных мощностей соответственно по фазам А, В и С, на что в подстрочных индексах указывают буквенные обозначения, стоящие после скобок; $q_{(\text{AB})\text{А}i}, q_{(\text{AB})\text{В}i}, q_{(\text{BC})\text{В}i}, q_{(\text{BC})\text{С}i}, q_{(\text{CA})\text{С}i}, q_{(\text{CA})\text{А}i}$ — расчётные коэффициенты, представляющие собой доли потребляемых отдельно взятыми электроприёмниками, подключёнными на линейные напряжения $U_{\text{AB}}, U_{\text{BC}}$ и U_{CA} , значений реактивных мощностей соответственно по фазам А, В и С, на что в подстрочных индексах указывают буквенные обозначения, стоящие после скобок.

Указанные выше расчётные коэффициенты в учебной и справочной литературе принято называть коэффициентами приведения однофазных нагрузок, включённых на междуфазные напряжения, к соответствующим фазам. Они зависят от коэффициентов реактивной мощности электроприёмников. Их численные значения в зависимости от $\cos\varphi$ приводятся в учебной и справочной литературе [1–3], а также могут быть рассчитаны по ниже следующим формулам [3]:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{(AB)Ai} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{ABi} ; \\ k_{(BC)Bi} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{BCi} ; \\ k_{(CA)Ci} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{CAi} . \end{array} \right. \quad (3.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{(AB)Bi} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{ABi} ; \\ k_{(BC)Ci} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{BCi} ; \\ k_{(CA)Ai} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}\varphi_{CAi} . \end{array} \right. \quad (3.3)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{(AB)Ai} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{ABi}}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} ; \\ q_{(BC)Bi} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{BCi}}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} ; \\ q_{(CA)Ci} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{CAi}}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} . \end{array} \right. \quad (3.4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{(AB)Bi} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{ABi}}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} ; \\ q_{(BC)Ci} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{BCi}}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} ; \\ q_{(CA)Ai} = \frac{\operatorname{tg}\varphi_{CAi}}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} . \end{array} \right. \quad (3.5)$$

Следует отметить то, что при небольших значениях коэффициентов использования $k_{и. а}$ и числа электроприёмников, питающихся от одного узла СЭС, наиболее загруженную фазу целесообразно определять по величине

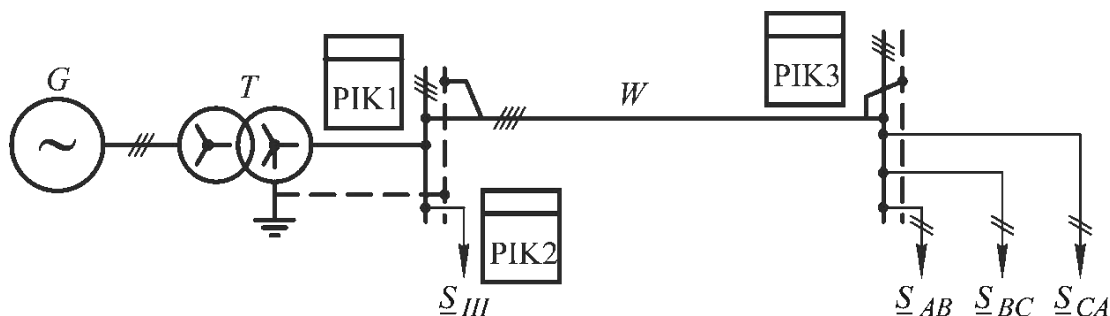
средней активной мощности, а в остальных случаях ориентируясь на полную среднюю мощность фазы $S_{\text{ср. ф}}$, которая определяется по формуле

$$S_{\text{ср. ф}} = \sqrt{P_{\text{ср. ф}}^2 + Q_{\text{ср. ф}}^2}.$$

Краткое описание компьютерной модели системы электроснабжения

Работа выполняется с применением ПЭВМ и программного пакета Matlab-Simulink с библиотекой SimPowerSystems. Численные эксперименты проводятся на компьютерной модели простейшей системы электроснабжения (см. рис. 3.1).

Рис. 3.1. Принципиальная электрическая схема



системы электроснабжения: G – источник бесконечной мощности напряжением 10 кВ; T – силовой трансформатор напряжением 10/0,4 кВ; W – линия электропередачи; PIK1–PIK3 – измерительные блоки

Общий вид компьютерной модели представлен на рис. 3.2.

Модель состоит из последовательно соединённых блоков трёхфазного источника питания «*THREE-PHASE SOURCE*» и силового трансформатора

«*TRANSFORMER*» со схемой соединения обмоток Y/Y_0 или Δ/Y_0 (в варианте, приведенном на рис. 3.1 – со схемой соединения обмоток Y/Y_0), к низковольтным выводам которого через измерительный блок PIK1 подключены:

1. Трёхфазная симметричная активно-индуктивная нагрузка (блок «*THREE-PHASE LOAD*»).
2. Линия электропередачи (ЛЭП) напряжением 380 В (блок «*TRANSMISSION LINE*»).
3. Группа однофазных электроприёмников «*Sab*», «*Sbc*» и «*Sca*», подключенных в конце ЛЭП 380 В на линейные напряжения U_{AB} , U_{BC} и U_{CA} соответственно.

со-

Для контроля корректности введённых параметров блока трёхфазной симметричной активно-индуктивной нагрузки «*THREE-PHASE LOAD*» подключен измерительный блок PIK2, который показывает значение активной, реактивной и полной мощности.

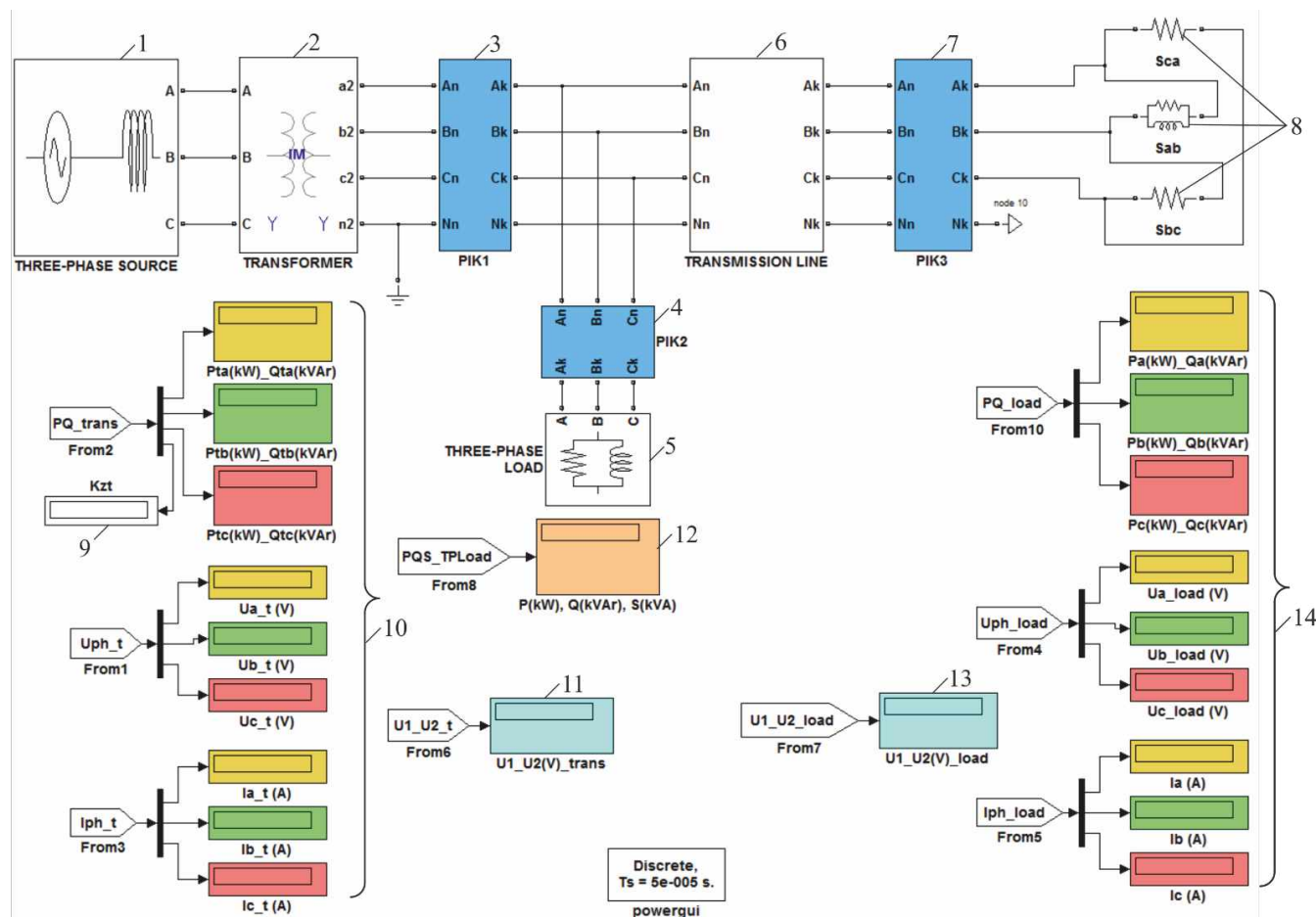


Рис. 3.2. Компьютерная модель СЭС: 1 – трехфазный источник напряжения 10 кВ; 2 – силовой трансформатор напряжением 10/0,4 кВ; 3, 4, 7 – измерительные блоки соответственно на вводах низкого напряжения трансформатора, трехфазной нагрузке и в конце ЛЭП; 5 – блок трехфазной нагрузки; 6 – блок ЛЭП; 8 – блоки однофазной нагрузки; 9 – дисплей, отображающий значение коэффициента загрузки трансформатора; 10, 14 – дисплеи отображающие значения режимных параметров на вводе трансформатора и в конце ЛЭП соответственно; 11, 13 – дисплеи, отображающие значение напряжения прямой и обратной последовательности на вводах низкого напряжения трансформатора и в конце ЛЭП соответственно; 12 – дисплей,

Блок «*THREE-PHASE LOAD*» представляется в виде параллельно соединённых пассивных элементов R , L и C и имеет следующие параметры (см. рис. 3.3):

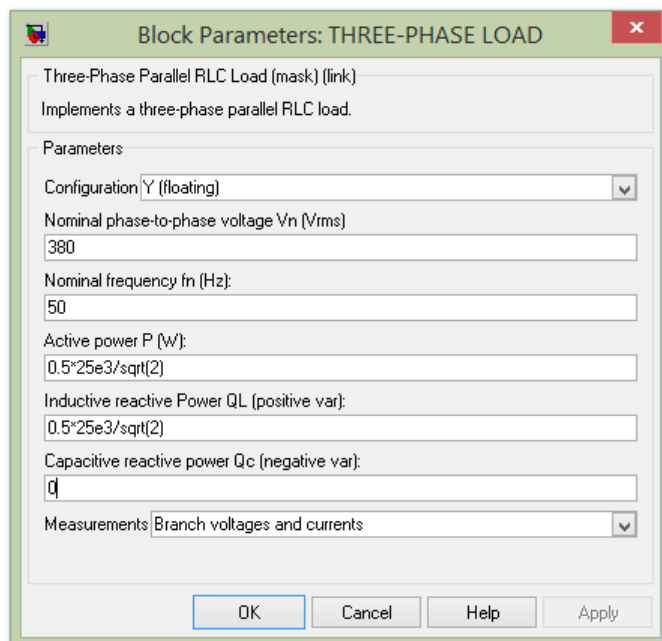


Рис. 3.3. Параметры блока «*THREE-PHASE LOAD*»

1. *Configuration* – схема соединения ветвей трехфазной нагрузки. По умолчанию задана схема соединения звезда.
2. *Nominal phase-to-phase voltage V_n* – действующее значение номинального линейного напряжения, равное 380 В.
3. *Nominal frequency f_n* – номинальная частота, равная 50 Гц.
4. *Active power P* – активная нагрузка, Вт.
5. *Inductive reactive power Q_L* – индуктивная нагрузка, вар.
6. *Capacitive reactive power Q_c* – ёмкостная нагрузка, вар, равная нулю.

Блоки однофазной нагрузки «*Sab*», «*Sbc*» и «*Sca*» представляются в виде параллельно соединённых пассивных элементов R , L и C и имеют следующие параметры (см. рис. 3.4):

1. *Nominal voltage V_n* – действующее значение номинального напряжения, равное 380 В.
3. *Nominal frequency f_n* – номинальная частота, равная 50 Гц.
4. *Active power P* – активная нагрузка, Вт.
5. *Inductive reactive power Q_L* – индуктивная нагрузка, вар.
6. *Capacitive reactive power Q_c* – ёмкостная нагрузка, вар, равная нулю.
7. *Capacitor initial voltage (V)* – начальное значение напряжения на ёмкостной нагрузке, равно нулю.

8. *Inductor initial voltage (A)* – начальное значение тока индуктивной нагрузке, A, равно нулю.

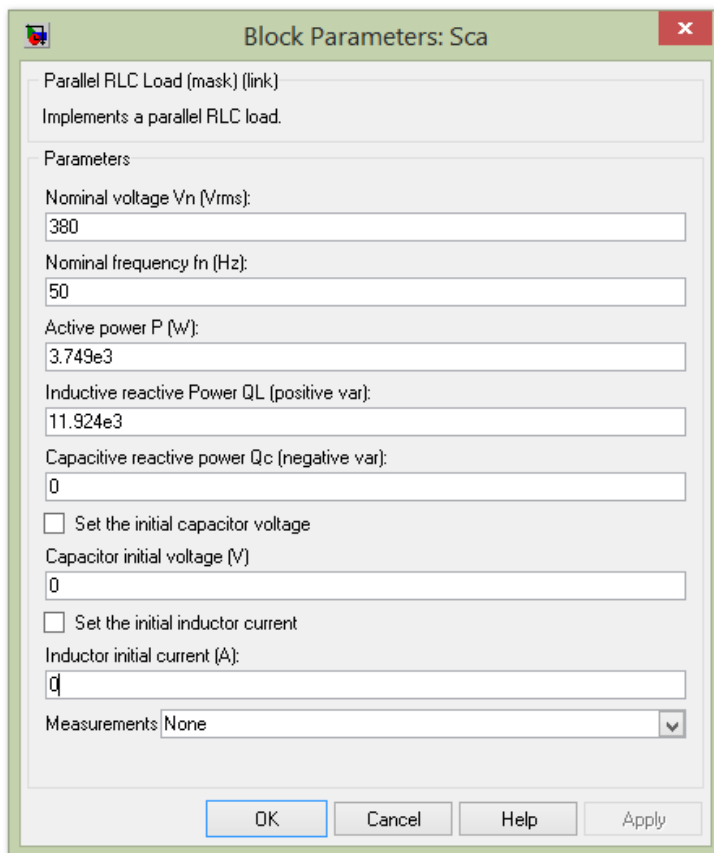


Рис. 3.4. Параметры блока однофазной нагрузки «Sca»

Сопровитления нагрузочных элементов можно менять независимо друг от друга, и тем самым создавать несимметрию нагрузок фаз.

Измерительный блок РІК1 позволяет измерить:

- активные и реактивные мощности в фазах трансформатора и среднее значение коэффициента загрузки фаз трансформатора – дисплеи, подключенные к выводам блока «From2»;

- действующие значения фазных напряжений на стороне низшего напряжения трансформатора – дисплеи, подключенные к выводам блока «From1»;

- действующие значения напряжения прямой U1 и обратной U2 последовательностей фазных напряжений на низковольтных выводах трансформатора – дисплеи, подключенные к выводам блока «From6»;

- действующие значения токов в фазах на стороне низшего напряжения трансформатора – дисплеи, подключенные к выводам блока «From3».

Измерительный блок РІК2 позволяет измерить:

- действующие значения фазных напряжений в конце ЛЭП – дисплеи, подключенные к выводам блока «From4»;

– действующие значения напряжения прямой U1 и обратной U2 последовательностей фазных напряжений в конце ЛЭП– дисплеи, подключенные к выводам блока «From7»;

– действующие значения токов в фазах ЛЭП – дисплеи, подключенные к выводам блока «From5»;

– активные и реактивные мощности в фазах ЛЭП – дисплеи, подключенные к выводам блока «From10».

Внимание! В компьютерной модели электрической сети напряжением 380 В будут меняться только активная и индуктивная мощности трёхфазной и однофазной нагрузок в соответствии с методическими указаниями. Остальные параметры при проведении работы остаются неизменными.

Методические указания по проведению работы

Академическая группа делится на бригады, состоящие из двух человек.

Каждая бригада выбирает вариант компьютерной модели с заданными параметрами сети (LW3_noXX) в соответствии с номером, указанным преподавателем, и путём нажатия на него левой клавишей мыши открывает модель сети. Далее работа проводится, следуя рекомендациям:

1. Курсор наведите на блок трёхфазной нагрузки «*THREE-PHASE LOAD*» и путём нажатия левой клавиши мыши откройте окно меню «*Block Parameters: Three-Phase Parallel RLC Load*» указанного блока. Задайтесь значениями активной и реактивной мощности таким образом, чтобы соблюдались следующие условия

$$S_{III} = \sqrt{P_{III}^2 + Q_{III}^2} = 0,5S_{\text{т. ном}} \text{ и } \operatorname{tg}\varphi_{III} = \frac{Q_{III}}{P_{III}} = 1,0.$$

При этих условиях активная и реактивная составляющие трёхфазной нагрузки определяется выражением

$$P_{III} = Q_{III} = \frac{0,5S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{2}}$$

После установки указанных значений активной и реактивной мощности следует закрыть текущее окно, т. е. перейти к компьютерной модели сети.

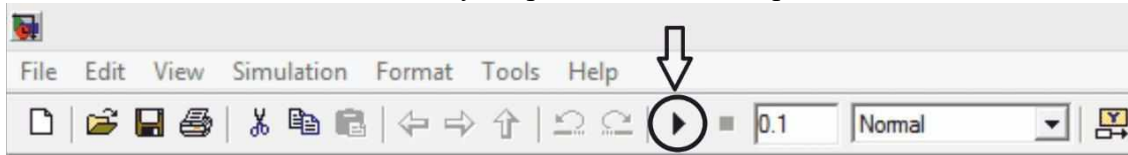
2. Путём поочерёдного открывания окон меню однофазных активно-индуктивных нагрузочных элементов «*Sab*», «*Sbc*», «*Sca*», задайтесь мощностями однофазных электроприёмников, подключённых на линейные напряжения так, чтобы удовлетворялись условия:

$$P_{AB} = P_{BC} = P_{CA} = \frac{0,5S_{\text{т. ном}}}{3} \text{ и } Q_{AB} = Q_{BC} = Q_{CA} = 0, \quad (3.6)$$

в результате чего получите сеть с симметричной нагрузкой. При этом коэффициент загрузки трансформатора будет практически равен $K_{з.т} = 1,0$.

3. Путём нажатия левой клавишей курсора на затемнённый треугольник на панели инструментов (верхняя строчка окна с компьютерной моделью) запустите программу на проведение расчётов (см. рис. 3.5). В процессе расчётов затемнённый треугольник исчезает, а по окончании расчётов возвращается в исходное положение. Полученные результаты с экранов дисплеев перепишите в соответствующие ячейки первой строчки табл. 3.1.

Рис. 3.5. Кнопка запуска расчёта компьютерной модели



4. С целью выявления влияния несимметрии нагрузок фаз ЛЭП и трансформатора повторите опыт по пунктам 2 и 3 при условиях:

$$P_{AB} = 0,5S_{T.ном}, \text{ кВт}; P_{BC} = P_{CA} = 0,001, \text{ кВт и } Q_{AB} = Q_{BC} = Q_{CA} = 0. \quad (3.7)$$

Полученные результаты внесите во вторую строчку табл. 3.1.

Определите по ниже приведенным формулам отношения нагрузочных потерь активной мощности в трансформаторе, а также в ЛЭП, при работе их в режиме с несимметричной загрузкой фаз, соответствующей условиям (3.7), к потерям активной мощности в указанных элементах при работе их с симметричной нагрузкой фаз, т. е. соответствующей условиям (3.6):

$$\left| \frac{\Delta P_{T.несим}}{\Delta P_{T.сим}} = \frac{(I_{A.T}^2 + I_{B.T}^2 + I_{C.T}^2) R_T}{3I_{ф.Т}^2 R_T} = \frac{I_{A.Т}^2 + I_{B.Т}^2 + I_{C.Т}^2}{3I_{ф.Т}^2} \right|; \quad (3.8)$$

$$\left| \frac{\Delta P_{Л.несим}}{\Delta P_{Л.сим}} = \frac{(I_{A.Л}^2 + I_{B.Л}^2 + I_{C.Л}^2) R_{Л}}{3I_{ф.Л}^2 R_{Л}} = \frac{I_{A.Л}^2 + I_{B.Л}^2 + I_{C.Л}^2}{3I_{ф.Л}^2} \right|.$$

Здесь токи, указанные в числителях, принимаются из 2-й строки табл. 3.1, а в знаменателе – из 1-й строки.

По полученным данным сделайте выводы.

5. Путём поочерёдного открывания окон меню однофазных активно-индуктивных нагрузочных элементов «Sab», «Sbc» и «Sca», задайтесь мощностями однофазных электроприёмников, подключённых на линейные напряжения так, чтобы удовлетворялись условия:

– суммарная мощность однофазных электроприёмников

$$S_{ф. \Sigma} = \sqrt{P_{ф. \Sigma}^2 + Q_{ф. \Sigma}^2} = 0,5S_{T. ном}; \quad (3.9)$$

– коэффициент мощности всех приёмников $\cos \varphi = 0,3$ или $\tan \varphi = 3,18$.

Исходные данные и результаты, полученные на компьютерной модели сети

Продолжение таблицы 3.1

Окончание таблицы 3.1

[illegible]

Тогда вышеприведенное условие (3.9) можно записать в виде

$$P_{\phi.\Sigma} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\phi}} = 0,5 S_{\text{т.ном}},$$

откуда активная составляющая мощности однофазных электроприёмников

$$P_{\phi.\Sigma} = \frac{0,5 S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{1 + (\operatorname{tg} \varphi_{\phi})^2}}. \quad (3.10)$$

С целью обеспечения чистоты эксперимента, направленного на определение коэффициентов приведения однофазных нагрузок, включённых на междуфазные напряжения, к соответствующим фазам, условимся о том, что:

— от расчётного узла питаются три однофазных электроприёмника, подключённых на разные линейные напряжения;

— активная мощность электроприёмника, подключённого на линейное напряжение U_{AB} , $P_{AB} = P_{\phi.\Sigma}$, а мощности двух других, подключённых на линейные напряжения U_{BC} и U_{CA} , ничтожно малы и составляют всего 0,001 кВт.

Реактивную составляющую мощности однофазных электроприёмников определим по выражению

$$Q_{\phi.\Sigma} = P_{\phi.\Sigma} \operatorname{tg} \varphi_{\phi}. \quad (3.11)$$

При вышепринятом условии, реактивная составляющая мощности электроприёмника, подключённого на линейное напряжение U_{AB} , $Q_{AB} = Q_{\phi.\Sigma}$.

После задания новых значений мощностей однофазных электроприёмников запустите программу в режим вычислений. По завершению расчётов полученные результаты с экранов дисплеев перенесите в табл. 3.1.

6. Расчёты по пункту 5 повторите при значениях $\cos \varphi_{\phi} = 0,4; 0,6; 0,8$ и

0,9. При этом активная и реактивная мощности однофазного электроприёмника определяются по формулам (3.10) и (3.11). Полученные результаты заносятся в табл. 3.1.

7. Используя полученные на компьютерной модели данные, сведённые в табл. 3.1, определите коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включённой на междуфазное напряжение U_{AB} , к фазам А и В по формулам

$$k_{(AB)A} = \frac{P_{A.\text{л}}}{P_{AB}} = \frac{P_{A.\text{л}}}{P_{A.\text{л}} + P_{B.\text{л}}}; \quad k_{(AB)B} = \frac{P_{B.\text{л}}}{P_{AB}} = \frac{P_{B.\text{л}}}{P_{A.\text{л}} + P_{B.\text{л}}}; \quad (3.12)$$

$$q_{(AB)A} = \frac{Q_{A.\text{л}}}{P_{AB}} = \frac{Q_{A.\text{л}}}{P_{A.\text{л}} + P_{B.\text{л}}}; \quad q_{(AB)B} = \frac{Q_{B.\text{л}}}{P_{AB}} = \frac{Q_{B.\text{л}}}{P_{A.\text{л}} + P_{B.\text{л}}}. \quad (3.13)$$

Полученные результаты занесите в таблицу 3.2.

Определите эти же коэффициенты по формулам (3.2)–(3.5), и полученные результаты также внесите в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Зависимости коэффициентов приведения активной и реактивной составляющих однофазной нагрузки, питающейся на линейном напряжении, от коэффициента мощности $\cos \varphi_{\phi}$

Коэффициенты приведения, найденные		Коэффициент мощности однофазной нагрузки $\cos \varphi_{\phi}$					
		0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0
по данным табл. 3.1, формулы (3.13) и (3.14)	$k_{(AB)A}$						
	$k_{(AB)B}$						
	$q_{(AB)A}$						
	$q_{(AB)B}$						
по формулам (3.2)–(3.5)	$k_{(AB)A}$						
	$k_{(AB)B}$						
	$q_{(AB)A}$						
	$q_{(AB)B}$						

Используя данные табл. 3.1 во всех рассмотренных нагрузочных режимах работы сети определите коэффициенты несимметрии по напряжению обратной последовательностей на вводах низкого напряжения трансформатора и в конце ЛЭП 380 В:

$$K = \frac{U_{A2}}{U_2} 100 \% . \quad (3.14)$$

а также степень несимметрии нагрузок фаз трансформатора

$$\delta I_{\tau} = \frac{I_{\phi. \text{ т. макс}} - I_{\phi. \text{ т. мин}}}{I_{\phi. \text{ т. мин}}} 100 \% ; \quad (3.15)$$

Используя формулы (3.8) рассчитайте отношения нагрузочных потерь активной мощности в трансформаторе, а также в ЛЭП, при работе их в режиме с несимметричной загрузкой фаз, соответствующей условиям (3.7), к потерям активной мощности в указанных элементах при работе их с симметричной нагрузкой фаз, т. е. соответствующей условиям (3.6).

Полученные результаты расчётов по формулам (3.8), (3.14), (3.15) сведите в табл. 3.3.

8. С целью определения допустимой степени несимметрии нагрузок фаз с точки зрения обеспечения допустимого значения коэффициента несим-

метрии по напряжению обратной последовательности K_{U2} . Доп примите значение коэффициента мощности однофазного электроприёмника $\cos\varphi_\phi$, подключённого между фазами А и В, при котором $K_{U2} = \max$. Для идентификации такого значения $\cos\varphi_\phi$ примите его равным $\cos\varphi_{\phi1}$ и далее работу про- ведите в следующей последовательности:

Таблица 3.3

Коэффициент мощности однофазного электроприёмника		0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0
Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности, $K_{U2}, \%$	Т						
	ЛЭП						
Степень несимметрии нагрузок фаз трансформатора, $\delta I_T, \%$							
$\frac{\Delta P_{\text{т.несим}}}{\Delta P_{\text{т.сим}}} 100 \%$							
$\frac{\Delta P_{\text{л.несим}}}{\Delta P_{\text{л.сим}}} 100 \%$							

8.1. Увеличивая в нагрузке трансформатора долю мощности, обуслов- ленной трёхфазными электроприёмниками, $\beta_{III} = S_{III} / S_{\text{т. ном}}$ от 0,5 до 0,9 с шагом $\Delta\beta_{III} = 0,1$ и сохраняя при этом неизменными коэффициент мощно- сти трёхфазной нагрузки $\cos\varphi_{III}$, коэффициент загрузки трансформатора $K_{з. т}$ и коэффициент мощности однофазной нагрузки $\cos\varphi_\phi = \cos\varphi_{\phi1}$ по ни- жеприведенной формуле (3.16) для каждого значения β_{III} рассчитайте ве- личину активной мощности эквивалентного однофазного электроприём- ника $P_{\phi i}$.

Коэффициент мощности трёхфазной нагрузки $\cos\varphi_{III}$ в соответствии с п.1 равен 0,707.

Отметим, что формула (3.16) получена путём решения уравнения

$$K_{з. т} S_{\text{т. ном}} = \sqrt{(P_{III} + P_\phi)^2 + (Q_{III} + Q_\phi)^2} = \\ = \sqrt{(\beta_{III} S_{\text{т. ном}} \cos\varphi_{III} + P_\phi)^2 + (\beta_{III} S_{\text{т. ном}} \sin\varphi_{III} + P_\phi \operatorname{tg}\varphi_{\phi1})^2},$$

$$P_{\phi} = - \frac{\beta_{III} S_{T. \text{ ном}} (\cos \varphi_{III} + \sin \varphi_{III} \operatorname{tg} \varphi_{\phi 1})}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\phi 1}} + \sqrt{\left[\frac{\beta_{III} S_{T. \text{ ном}} (\cos \varphi_{III} + \sin \varphi_{III} \operatorname{tg} \varphi_{\phi 1})}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\phi 1}} \right]^2 + \frac{(K_{3. T} S_{T. \text{ ном}})^2 - (\beta_{III} S_{T. \text{ ном}})^2}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\phi 1}}} \quad (3.16)$$

Полученные результаты занесите в таблицу 3.4.

Таблица 3.4

Активные составляющие мощности P_{ϕ} эквивалентного однофазного электроприёмника при различных значениях $\beta_{III} = S_{III} / S_{T. \text{ ном}}$

$S_{T. \text{ ном}},$ кВ·А	$K_{3. T}$	$\cos \varphi_{III}$	$\cos \varphi_{\phi 1}$	Коэффициент загрузки трансформатора, обусловленный трёхфазной нагрузкой, β_{III}				
				0,5	0,6	0,7	0,8	0,9

8.2. Воспользовавшись данными, приведенными в табл. 3.4, определите значения активной и реактивной составляющих трёхфазной нагрузки и реактивной составляющей однофазной при каждом заданном в табл. 3.4 значении коэффициента β_{III} , используя приведенные ниже выражения:

$$P_{III i} = \beta_{III i} S_{T. \text{ ном}} \cos \varphi_{III}; Q_{III i} = \beta_{III i} S_{T. \text{ ном}} \sin \varphi_{III}; Q_{\phi i} = P_{\phi i} \operatorname{tg} \varphi_{\phi 1}.$$

Полученные результаты занесите в таблицу 3.5.

8.3. Приняв коэффициент $\beta_{III} = 0,5$, задайтесь в нагрузочных блоках компьютерной модели сети соответствующими значениями активных и реактивных составляющих однофазной и трёхфазной нагрузок. Численные величины указанных мощностей приведены в табл. 3.5. Запустите программу на выполнение расчётов. Полученные результаты занесите в табл. 3.1.

Опыты проведите при всех значениях коэффициента β_{III} , указанных в табл. 3.5.

8.4. Используя полученные в п. 8.3 данные (см. табл. 3.1) рассчитайте по формулам (3.14)–(3.15) степень несимметрии нагрузок фаз трансформатора по токовой нагрузке δI_T , и по активной мощности δP_T , а также коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности K_{U2} .

Таблица 3.5

Параметры однофазной и трёхфазной нагрузок при коэффициенте загрузки трансформатора $K_{з.т} = 1$ и степени несимметрии нагрузок фаз ЛЭП и трансформатора

β_{III}	Параметры трёхфазной нагрузки				Параметры однофазной нагрузки, подключённой на линейное напряжение				Несимметрия загрузки фаз по		Коэффициенты несимметрии по напряжению обратной последовательности K_{U2} , %	
									току	активной мощности		
	$\cos\varphi_{III}$	$\operatorname{tg}\varphi_{III}$	P_{III} , кВт	Q_{III} , квар	$\cos\varphi_{\phi 1}$	$\operatorname{tg}\varphi_{\phi 1}$	P_{ϕ} , кВт	Q_{ϕ} , квар	δI_T , %	δP_T , %	На вводах НН трансформатора	В конце ЛЭП
0,5												
0,6												
0,7												
0,8												
0,9												

Полученные результаты занесите в табл. 3.5.

8.5. По полученным в п. 8.4 данным постройте зависимость коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности в конце ЛЭП $K_{U2} = f(\delta P_{\tau})$ и определите допустимое значение степени несимметрии нагрузок фаз с точки зрения обеспечения условия $K_{U2} \leq K_{U2. \text{доп}} \leq 2 \%$

9. Оформите отчёт.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4

РАСЧЕТ РАДИАЛЬНО-МАГИСТРАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ СЕТИ

Теоретическая часть

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок. Порядок расчета потокораспределения зависит от типа линий, образующих сеть.

Расчет потокораспределения радиально-магистральных линий делают на основании первого закона Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так как расчет приближенный, то потерями мощности пренебрегают.

Мощность на головном участке определяется следующим выражением:

$$\underline{S}_{гол} = \sum_{k=1}^n \underline{S}_k, \quad (4.1)$$

$$k=2$$

где k – порядковый номер нагрузки; $n-1$ – количество нагрузок.

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности P , МВт, и длине линии l , км, по формуле Стилла:

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{ном} = \dots \quad (4.3)$$

Г. А. Илларионов предложил для предварительного определения следующее выражение:

В отличие от эмпирических выражений (4.2), (4.3) формула (4.4) дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Задание 4

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 1 рисунок 4.1.

Решение:

Найдем по первому закону Кирхгофа мощности в линиях:

$$P_{56}=P_6=41 \text{ МВт}; P_{45}=P_{56}+P_5=58$$

$$\text{МВт}; P_{14}=P_{45}+P_1=80 \text{ МВт};$$

$$P_{23}=P_3=39 \text{ МВт}; P_{12}=P_{23}+P_2=75$$

$$\text{МВт}.$$

63

Определяем номинальное напряжение для линии 56. По формуле Стилла

Для схемы варианта 1 расчет номинального напряжения линий сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор напряжений для схемы варианта 1

Участок	L, км	P, МВт	Uстил, кВ	Uзале, кВ	Uилла, кВ	Uном, кВ
56	30,00	41,00	82,12	61,11	84,94	110
45	22,50	58,00	95,73	70,45	96,03	110
14	22,50	80,00	111,71	82,74	108,64	110
23	23,00	39,00	79,44	57,90	81,66	110
12	30,00	75,00	108,93	82,65	109,54	110

Напряжение, определенное по формуле Залеского, отличается от напряжений, полученных по формам Стилла и Илларионова дающие близкие результаты, т.к. формула Залеского применима в случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км.

Для схемы варианта 1 по результатам расчета выбираем номинальное напряжение 110 кВ на всех участках.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК, БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РАССТАНОВКА КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Теоретическая часть

Расчет нагрузок

Исходными данными при проектировании являются наибольшие зимние активные нагрузки пунктов потребления мощности P_H и их коэффициент $\cos \varphi_i$.

Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима электроэнергетической системы суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом мощности.

Дефицит активной мощности приводит к снижению частоты во всей ЭС, при дефиците реактивной мощности происходит общее снижение уровня напряжения в ЭС и в наибольшей степени в узле изменения баланса по реактивной мощности.

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.

Баланс мощностей будем составлять только для режима наибольших нагрузок.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность источника питания достаточна для покрытия потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выполняется с учетом покрытия потерь активной мощности в элементах сети.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети определяется выражением:

$$P_{\text{района}} = k_0(P) \sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i} + \Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i}, \quad (2.4)$$

где $k_0(P)$ – коэффициент одновременности наибольших активных нагрузок

подстанций (0,95÷0,96); $P_{\text{нб}i}$ – наибольшая зимняя активная нагрузка i -го

пункта проектируемой электрической сети; ΔP_c – суммарные потери

Прогнозируемые потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети 110-220 кВ принимаются в пределах 4...6 %.

Расстановка компенсирующих устройств

Основным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций, вырабатывающие около 60 % требуемой реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность электростанций ЭС недостаточна для покрытия общей потребности ЭС в реактивной мощности [1]. В связи с этим возникает необходимость установки дополнительных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств).

Компенсация реактивных нагрузок является одним из эффективных способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей и улучшения качества электроэнергии по отклонению напряжения за счет уменьшения потерь напряжения в элементах электрических сетей. Эффект достигается за счет разгрузки элементов электрических сетей от источника питания до места установки компенсирующих устройств по реактивной мощности.

Оптимальное распределение компенсирующих устройств по сети является сложной технико-экономической задачей и в проекте не рассматривается.

В соответствии с [2] предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций составляет

$$\text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0,4.$$

Основным типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 6-10 кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей, по выражению (2.6), может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что установка конденсаторных батарей на данной подстанции не требуется.

В заключение раздела определяются расчётные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей. Мощность конденсаторных батарей снижает общую (расчётную) мощность подстанции:

$$S_{pi} = P_{нbi} + j(Q_{нbi} - Q_{куi}). \quad (2.8)$$

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №6

ВЫБОР ВАРИАНТА СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

Теоретическая часть

В районных сетях применяют следующие типы схем электроснабжения: – разомкнутые нерезервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 а) и магистральные (рисунок 3.1 б), выполняемые одноцепными линиями;

– разомкнутые резервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 в), магистральные (рисунок 3.1 г) радиально-магистральные (рисунок 3.1 з), выполняемые двухцепными линиями;

– замкнутые резервированные сети, просто замкнутые (рисунок 3.1 д) и сложно замкнутые (рисунок 3.1 е), выполняемые одноцепными линиями;

— смешанные варианты, выполненные в виде комбинации из трех первых типов схем электроснабжения (рисунок 3.1 ж).

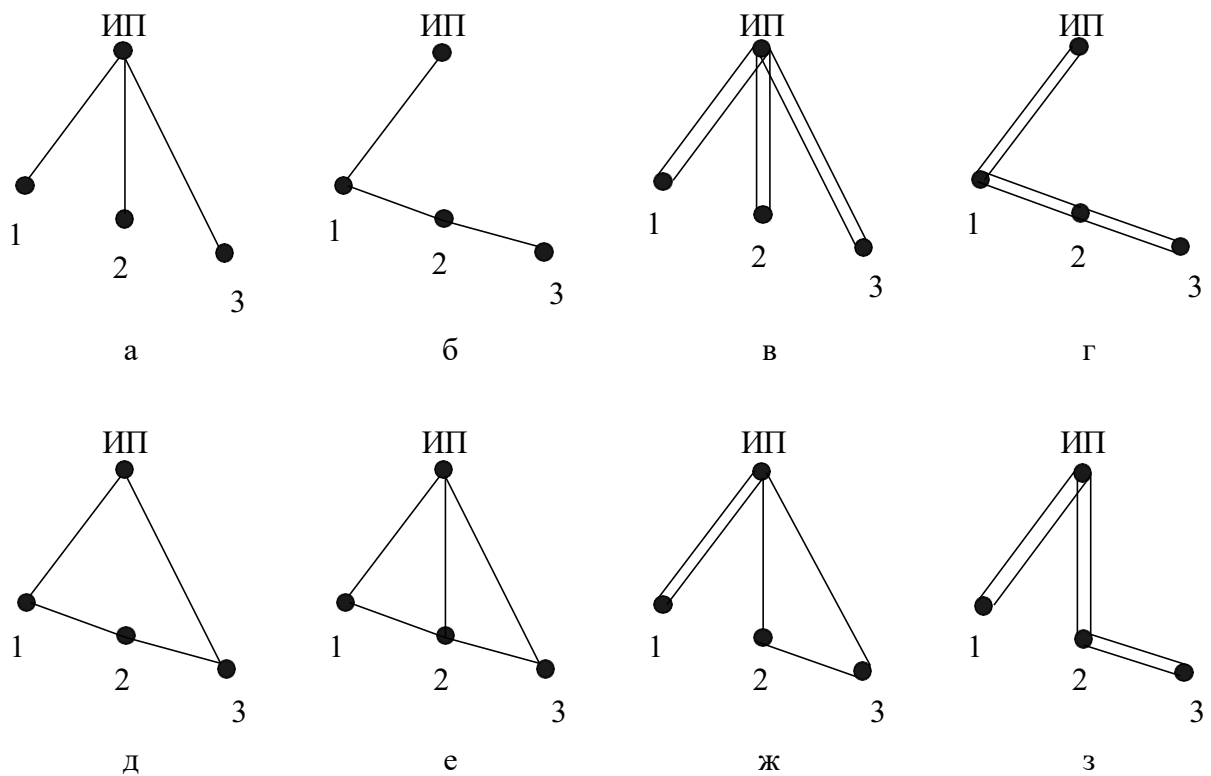


Рисунок 3.1 – Варианты схем районных сетей

При разработке вариантов схем сетей следует руководствоваться следующими положениями:

- схема сети должна обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;
- передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;
- схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой;
- следует стремиться к минимизации количества трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность

трансформаторов и автотрансформаторов и, соответственно, капиталовложения на сооружение сети, а также – потери мощности и электроэнергии;

- не рекомендуется сооружать кольцевые сети, обеспечивающие электроснабжение 4-5 подстанций, из-за недопустимо больших потерь напряжения в послеаварийных режимах;

- передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от ИП к потребителям района, следует избегать обратных потоков мощности, так как это приводит к увеличению капитальных затрат и потерь электроэнергии в сети.

Линии электропередачи, по которым осуществляется электроснабжение потребителей 1 и 2 категории, в разомкнутых вариантах схем сетей должны быть двухцепными, в замкнутых вариантах – одноцепными. Питание мелких подстанций, в составе нагрузки которых отсутствуют потребители 1 и 2 категории, осуществляется по одноцепным линиям. На подстанции при наличии потребителей разных категорий следует исходить из высшей категории потребителей данной подстанции.

Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети

Для составленных вариантов схем сети необходимо наметить типы и схемы электрических соединений подключаемых подстанций (ПС). Способы присоединений показаны на рисунке 3.2, где все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения.

Тупиковая подстанция (ПС1 на рисунке 3.2) получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от ИП к тупиковой ПС, поступает только к потребителям этой ПС и не передается дальше.

Ответственная подстанция (ПС2 на рисунке 3.2) присоединяется

глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Такое присоединение ПС не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС2-ПС3 необходимо отключать всю линию ИП-ПС3. При этом потребители ПС2 и ПС3 будут получать питание по другой, но одной оставшейся в работе линии ИП-ПС3.

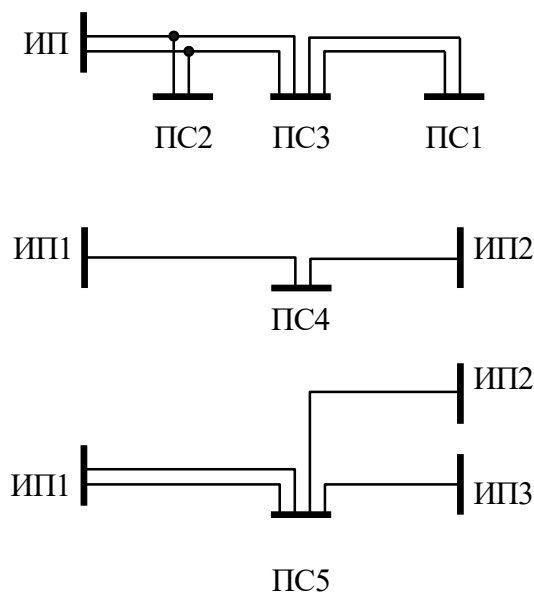


Рисунок 3.2 – Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

Проходная (транзитная) подстанция (ПС3 и ПС4 на рисунке 3.2) включается в расщелку двух линий с односторонним питанием или в расщелку одной линии с двухсторонним питанием. Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов на высшем напряжении, чем ответвительные ПС. Однако эксплуатация линий с такими ПС более удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС3-ПС1 необходимо отключать только эту линию.

Узловая подстанция (ПС5 на рисунке 3.2) присоединяется к

источникам питания не менее чем тремя линиями. Для таких ПС требуются более сложные схемы электрических соединений на высшем напряжении, чем у тупиковых, ответвительных и проходных ПС.

Для потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительными устройствами на высокой стороне.

Типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35-750 кВ, которые следует применять при проектировании новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС приведены в [7].

Схемы электрических соединений ПС выбираются по критериям обеспечения требования надежности и минимума приведенных затрат.

В период бурного строительства электрических сетей (1960–1985 гг.), в целях удешевления, широко применялись схемы РУ ВН на ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамкательными, а также ответвительные подстанции, присоединяемые глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. В то же время данные схемы соединений обладали определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками.

Поэтому в настоящее время использование схем РУ ВН с отделителями и короткозамкательными на вновь сооружаемых ПС, а также строительство ответвительных подстанции прекращено.

Поскольку неизвестна требуемая надежность работы элементов нормальных, послеаварийных и ремонтных схем (не задана в условии), то при выполнении курсового проекта рекомендуется использовать следующие типы схем РУ ВН 35-220 кВ:

— для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий — «два блока с выключателями и

неавтоматической переемычкой со стороны линий» (схема 4Н);

— для подстанций кольцевых сетей – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой со стороны линий» (схема 5Н);

— для проходных двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 9);

— для узловых двухтрансформаторных подстанций при числе присоединений более четырех (2 трансформатора и более 2 цепей линий) – «две рабочие системы шин» (схема 13).

Примеры схем РУ НН подстанций, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.3.

Схема с одной секционированной системой шин применяется на подстанциях с двухобмоточными трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения (рисунок 3.3, а), с автотрансформаторами (рисунок 3.3, в) и трехобмоточными трансформаторами (рисунок 3.3, г). Схема с двумя секционированными системами шин (рисунок 3.3, б) применяется при расщепленных обмотках трансформаторов.

Секционные выключатели шин низшего напряжения, как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы (для уменьшения токов короткого замыкания в сети низшего напряжения) и автоматически включаются при аварийном (или плановом) отключении одного из трансформаторов.

На низшем напряжении могут устанавливаться реакторы и другое оборудование для регулирования напряжения, ограничения токов КЗ.

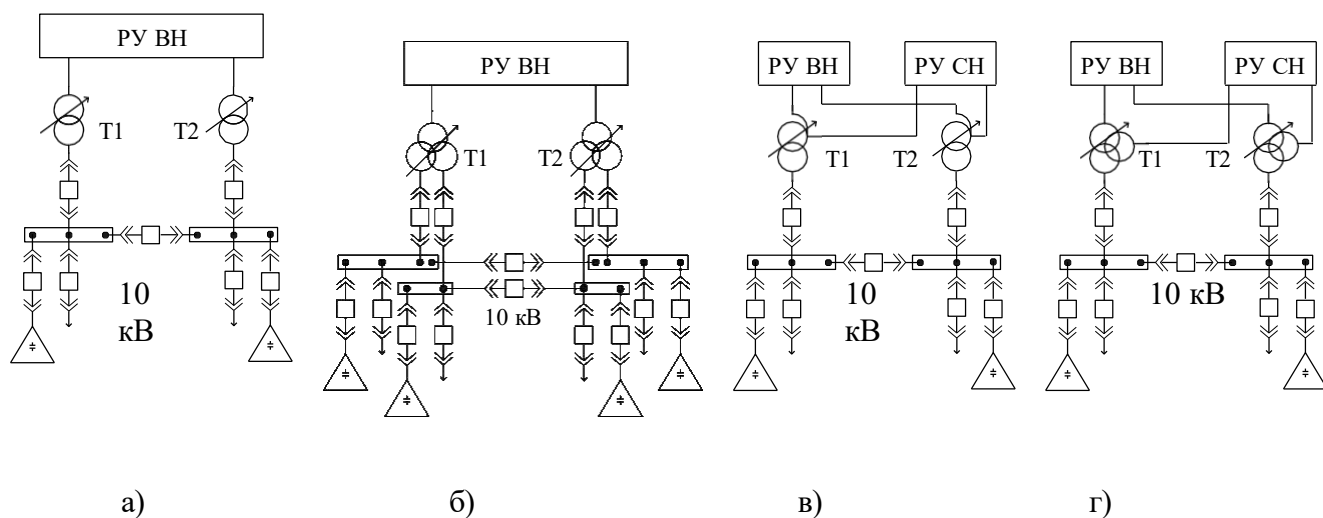


Рисунок 3.3 – Схема ПУ НН подстанций

Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем
 Полный и строгий технико-экономический анализ всех составленных

вариантов схемы и номинального напряжения сети – чрезмерно трудоемок. Поэтому может быть рекомендован двухэтапный анализ технико-экономической рациональности рассматриваемых вариантов.

На первом этапе варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям, отражающим капиталовложения, а, следовательно, и эксплуатационные расходы по сети. Такими показателями являются: а) протяженность трасс линий; б) протяженность линий в одноцепном исчислении; в) суммарное количество ячеек выключателей разных классов напряжения на подстанциях сети.

1 семестр
Вопросы к экзамену

1. Особенности электроснабжения промышленных предприятий.
2. Характеристика промышленных потребителей электроэнергии.
3. Характерные приемники электроэнергии.
4. Методы определения электрических нагрузок.
5. Определение расхода электроэнергии.
6. Потери мощности и электроэнергии.
7. Способы снижения активных нагрузок потребителей.
8. Способы снижения реактивных нагрузок потребителей.
9. Энергосистема, как основной источник питания потребителей электроэнергии.
10. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.
11. Заводские электростанции, их электрические схемы соединений.
12. Источники реактивной мощности.
13. Показатели качества электрической энергии.
14. Регулирование напряжения в системах электроснабжения.
15. Учет и отчетность по электроэнергии.
16. Электробалансы на промышленных предприятиях.
17. Защитная аппаратура внутризаводских электрических сетей.
18. Механические характеристики электродвигателей постоянного тока независимого возбуждения.
19. Время ускорения и замедление электропривода.
20. Способы расчетов токов короткого замыкания.

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 1

Дисциплина **Электроснабжение автономных потребителей**

Институт Энергетики профиль АНП семестр 1

1. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы.
2. Характеристика промышленных потребителей электроэнергии.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г. Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 2

Дисциплина **Электроснабжение автономных потребителей**

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Особенности электроснабжения промышленных предприятий.

2. Характеристика промышленных потребителей электроэнергии.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г.

Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 3

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Характерные приемники электроэнергии.

2. Методы определения электрических нагрузок.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г.

Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 4

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Определение расхода электроэнергии.

2. Потери мощности и электроэнергии.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г.

Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 5

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Способы снижения активных нагрузок потребителей.
2. Способы снижения реактивных нагрузок потребителей.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г. Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 6

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Заводские электростанции, их электрические схемы соединений.
2. Источники реактивной мощности.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г. Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 7

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль _____ АНП _____ семестр 1 _____

1. Показатели качества электрической энергии.
2. Регулирование напряжения в системах электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г. Зав. кафедрой _____

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 8

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль АНП семестр 1

1. Учет и отчетность по электроэнергии.
2. Электробалансы на промышленных предприятиях.

УТВЕРЖДАЮ:

« » 20 г. Зав. кафедрой

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 9

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль АНП семестр 1

1. Защитная аппаратура внутризаводских электрических сетей.
2. Механические характеристики электродвигателей постоянного тока независимого возбуждения.

УТВЕРЖДАЮ:

« » 20 г. Зав. кафедрой

ГРОЗНЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БИЛЕТ № 10

Дисциплина Электроснабжение автономных потребителей

Институт Энергетики профиль АНП семестр 1

1. Время ускорения и замедление электропривода.
2. Способы расчетов токов короткого замыкания.

УТВЕРЖДАЮ:

«_____» _____ 20__ г.

Зав. кафедрой _____

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Седнин А.В., Карницкий Н.Б., Богданович М.Л., Атомные электрические станции. Курсовое проектирование. Учебное пособие (книга), 2010, Высшая школа
2. Суворин А.В., Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения. Учебное пособие (книга), 2014, Сибирский федеральный университет.
3. Куско А., Томпсон М., Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии (книга), 2017, Профобразование.
4. Завьялов В.М., Кладиев С.Н., Семенов С.М., Электроснабжение потребителей и режимы. Лабораторный практикум. Учебно-методическое пособие (книга), 2017, Томский политехнический университет.
5. Суворин А.В., Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения. Учебное пособие (книга), 2014, Сибирский федеральный университет.

Заведующий кафедрой «ЭЭП» _____ Магомадов Р.А-М. _____
Подпись _____ Дата _____