

Минобрнауки России

Юго-Западный государственный университет

Кафедра _____ «Электроснабжение» _____

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

_____ Качество и потери электроэнергии в электроэнергетических системах _____

(наименование учебной дисциплины)

на тему _____ «Определение отклонения напряжения на потребителях деревни
«Никольская» _____

Направление подготовки _____ 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника _____

Автор проекта _____ А.М. Губанов _____
(инициалы, фамилия) (подпись, дата)

Группа _____ ЭС-31м _____

Руководитель работы _____ А.А. Чуйченко _____
(инициалы, фамилия) (подпись, дата)

Работа защищена _____
(дата)

Оценка _____

Члены комиссии _____
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Курск 2023 г.

Минобрнауки России
Юго-Западный государственный университет

Кафедра _____ «Электроснабжение» _____

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Студент _____ Губанов А.М. _____ шифр _____ группа ЭС-31м
(фамилия, инициалы)

1. Тема Определение отклонения напряжения на потребителях деревни «Никольская»

2. Срок представления работы к защите «___» _____ 202__ г.

3. Исходные данные: центр питания (ЦП) напряжением 10 кВ; воздушная линия 10 кВ длиной 0,1 км, выполненную проводами А35; 2 однострансформаторных подстанции ТП с трансформаторами ТМГ-100/10/0,4; воздушная линия напряжением 0,4 кВ с подключенными к ней однофазными и трехфазными потребителями. Линия ВЛ 0,4 кВ выполнена проводом СИП. Удельные сопротивления: $R_0 = (0,56 + N/100)$ Ом/км, $X_0 = (0,06 + N/100)$ Ом/км, где N – номер варианта.

4. Содержание пояснительной записки проекта (по разделам):

Введение актуальность темы, цель и задачи работы

1 Расчёт значения потерь напряжения на элементах заданной схемы

2 Расчёт потери напряжения на трансформаторах и питающих линиях

3 Определение потерь напряжения на потребителях

4 Влияние отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей

Заключение (подвести итоги проведенной работы)

Список использованных источников

5. Перечень графического материала: нет.

Руководитель работы _____ А.А. Чуйченко
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению _____ А.М. Губанов
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Реферат

Курсовой проект содержит 43 страницы, 8 рисунков, 22 таблицы и 1 приложение. Количество использованных источников – 36.

Ключевые слова: напряжение, потери, потребитель, воздушная линия, трансформаторная подстанция, ток, схема, трансформатор, несимметрия напряжения.

Объектом разработки данного проекта является сеть, питающая потребителей.

Цель выполнения работы - определение отклонений напряжения на потребителях, подключенных к электрической сети. Выяснить влияние отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей.

Курсовой проект состоит из следующих частей:

- 1 Расчёт значения потерь напряжения на элементах заданной схемы;
- 2 Расчёт потери напряжения на трансформаторах и питающих линиях;
- 3 Определение потерь напряжения на потребителях;
- 4 Влияние отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей

Одним из заданий является изучение влияния отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей.

Содержание

Обозначения и сокращения	5
Введение	6
1 Расчёт значения потерь напряжения на элементах заданной схемы.....	9
1.1 Расчёт токов каждого потребителя.....	9
1.2 Определение сопротивлений на участках и расчёт потери напряжения	15
2 Расчёт потери напряжения на трансформаторах и питающих линиях	17
2.1 Определение потерь в трансформаторах	17
2.2 Расчёт потери напряжения питающих линий	19
3 Определение потерь напряжения на потребителях.....	21
4 Влияние отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей	24
Заключение	38
Список использованных источников	39
Приложение А	43

Обозначения и сокращения

ВЛ – воздушная линия электропередачи,
ГПП – главная понизительная подстанция,
КЗ – короткое замыкание,
КПД – коэффициент полезного действия,
КЭ – качество электроэнергии,
ЛЭП – линия электропередач,
СИП – самонесущий изолированный провод,
СТК – статический тиристорный компенсатор,
СЭС – система электроснабжения,
ТП – трансформаторная подстанция,
ТРГ – тиристорно-реакторная группа,
УПК – установка продольной емкостной компенсации,
ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство,
ЭП – электроприемник.

Введение

Актуальность работы объясняется медленным, но постоянным ростом стоимости электрической энергии, необходимостью уменьшения потерь электроэнергии в процессе ее производства и доставки до потребителей. Существующие способы экономии электроэнергии не могут обеспечивать достижения максимально возможных энергетических показателей. Необходимо разработать новые способы и подходы к проблеме снижения потерь электроэнергии.

Размер фактических потерь электроэнергии – это разница между объемом электрической энергии, который поставляется в электрическую сеть из других сетей, и объемом электрической энергии, который потребляется энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также которая передается в другие сетевые организации.

Главным показателем экономичности работы сетей на передачу и распределение электрической энергии по электросетям являются фактические потери электроэнергии.

На данный момент отсутствуют нормативные документы, которые регламентируют порядок определения баланса электроэнергии в электрических сетях и порядок расчета его составляющих.

Важность решения задач заключается в том, что организация, осуществляющая услуги по передаче электроэнергии обязана компенсировать фактические потери электрической энергии в своих сетях с помощью их покупки на оптовом рынке электроэнергии. При расчете тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии по распределительным сетям электроснабжающих компаний предусматривается величина нормативных технологических потерь электроэнергии. Во многих сетевых организациях фактические потери электрической энергии больше нормативных технологических потерь. Следовательно, сетевая организация, которая оплачивает фактические потери электроэнергии и получает компенсацию в

объеме стоимости нормативных технологических потерь электроэнергии, переносит финансовые убытки.

Основные направления работы связаны с совершенствованием некоторых методик определения коммерческих потерь электрической энергии, учета отпущенной в распределительную сеть и полезно потребленной электроэнергии. Эти совершенствования позволят вычислить потери электроэнергии в электросети, разработать программу по снижению потерь и уменьшить финансовых убытков сетевой организации.

На сегодняшний день ключевыми действиями модернизации системы учета электроэнергии являются:

- замена старых индукционных счетчиков на новые;
- активизация введения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на ПС (подстанциях);
- информационная и функциональная взаимосвязь АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ);
- введение автоматических баз данных по абонентам электроэнергии с их привязкой к электросетям для контроля за объемом потребления электроэнергии;
- редактирование ПУЭ, правил проектной документации для защиты бытовых электросчетчиков от воровства потребителями;
- внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Для реализации вышеперечисленных мероприятий необходимы значительные денежные вложения и время, что позволит сократить коммерческие потери электроэнергии на 30–35 %.

Целью выполнения курсового проекта (КП) является углубление и закрепление студентом теоретических знаний путем применения их к комплексному решению поставленных задач по дисциплине «Качество и потери электроэнергии в электроэнергетических системах», а также компетентности по данной дисциплине.

Основными задачами при выполнении КП являются:

- закрепление, углубление и систематизация полученных студентом знаний и выработка умения самостоятельно применять их к решению конкретных задач;
- приобретение и подтверждение наличия навыков исследовательской, расчетной и конструкторской работы;
- закрепление навыков работы с компьютерной и офисной техникой, использования современных технологий;
- воспитание чувства ответственности за принимаемое решение;
- развитие навыков работы с учебной, научной и справочной литературой, нормативно-правовой документацией, периодической печатью, стандартами, типовыми проектами и т.п.;
- овладение навыками грамотного, ясного и сжатого изложения результатов работы и аргументированной защиты принятых решений и сделанных выводов;
- формирование научного мировоззрения;
- приобретение навыков регулярной и ритмичной работы, развитие самостоятельности и инициативы, воспитание сознательного и творческого отношения к труду.

1 Расчёт значения потерь напряжения на элементах заданной схемы

1.1 Расчёт токов каждого потребителя

Линии ВЛ 0,4 кВ выполнены проводами СИП. Удельные сопротивления данного провода, согласно варианта 3

$$R_0 = (0,56 + N/100) = 0,59 \text{ Ом/км},$$

$$X_0 = (0,06 + N/100) = 0,09 \text{ Ом/км},$$

Исходные данные для расчета (рисунки 1 - 4, таблицы 1, 3, 5, 7) [2]:

Схема подключения потребителей для ВЛ№1 ТП1

ТП1 ВЛ №1

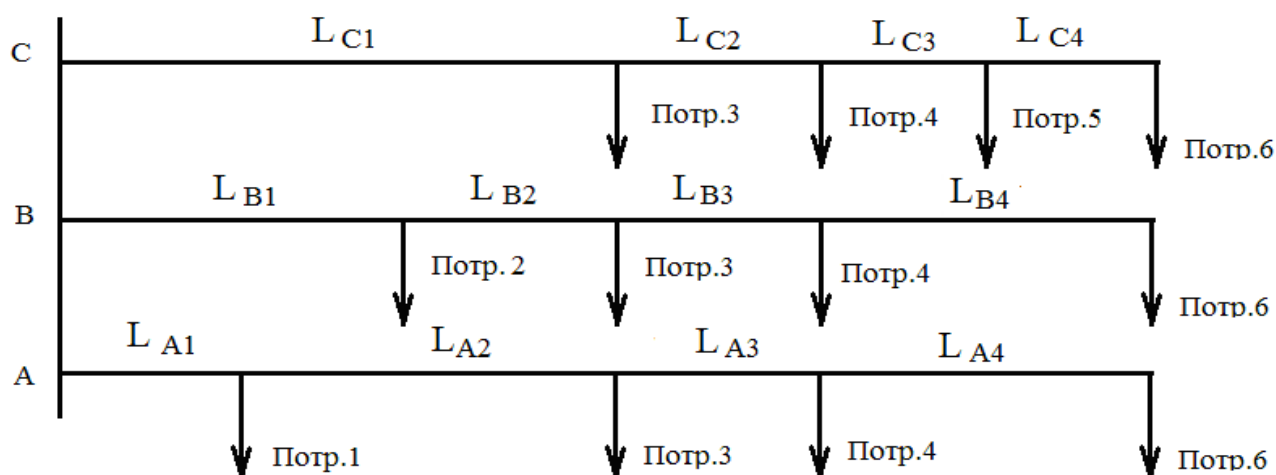


Рисунок 1 – Распределение потребителей по фазам ВЛ1 ТП1

Таблица 1 – К расчету потерь напряжения потребителей ВЛ1 ТП1

Фаза А							
L _{A1} , км	L _{A2} , км	L _{A3} , км	L _{A4} , км	P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.6} , кВт
0,1	0,06	0,08	0,12	4	3	2	3
Фаза В							
L _{B1} , км	L _{B2} , км	L _{B3} , км	L _{B4} , км	P _{потр.2} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.6} , кВт
0,12	0,06	0,07	0,05	4	2	3	4
Фаза С							
L _{C1} , км	L _{C2} , км	L _{C3} , км	L _{C4} , км	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт
0,1	0,06	0,08	0,12	2	2	4	3

Таблица 2 – Состав и мощность потребителей ВЛ1 ТП1 в кВт

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	4		
2		4	
3	3	2	2
4	2	3	2
5			4
6	3	4	3

Схема подключения потребителей для ВЛ№2 ТП1
ТП1 ВЛ№2

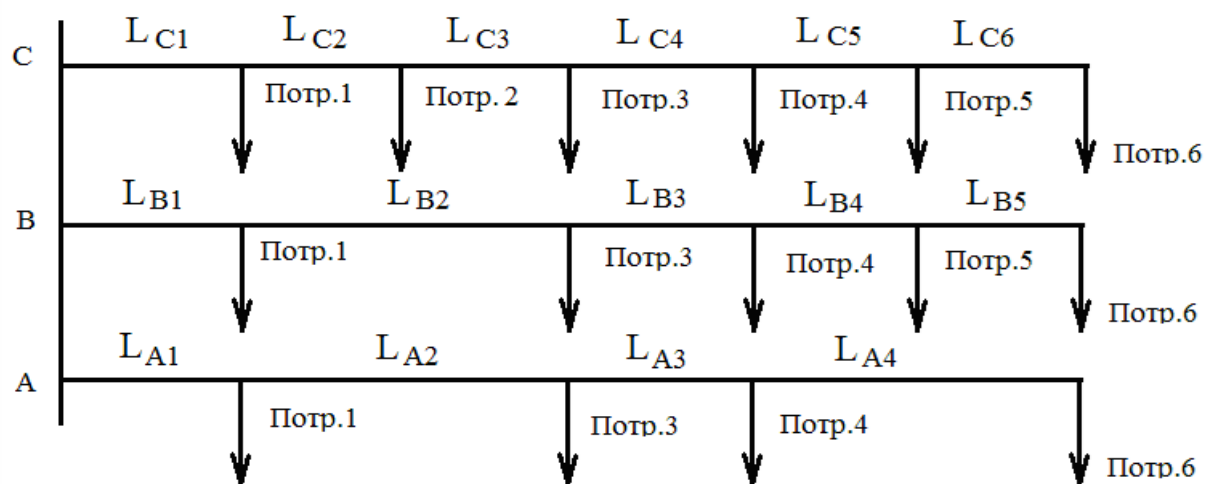


Рисунок 2 – Распределение потребителей по фазам ВЛ2 ТП1

Таблица 3 – К расчету потерь напряжения потребителей ВЛ2 ТП1

Фаза А											
L _{A1} , км	L _{A2} , км	L _{A3} , км	L _{A4} , км			P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.6} , кВт		
0,06	0,11	0,07	0,12			3	4	2	4		
Фаза В											
L _{B1} , км	L _{B2} , км	L _{B3} , км	L _{B4} , км	L _{B5} , км		P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт	
0,09	0,11	0,07	0,08	0,1		2	3	4	3	2	
Фаза С											
L _{C1} , км	L _{C2} , км	L _{C3} , км	L _{C4} , км	L _{C5} , км	L _{C6} , км	P _{потр.1} , кВт	P _{потр.2} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт
0,12	0,09	0,07	0,1	0,11	0,06	2	4	3	4	3	2

Таблица 4 – Состав и мощность потребителей ВЛ2 ТП1 в кВт

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	3	2	2
2			4
3	4	3	3
4	2	4	4
5		3	3
6	4	2	2

Схема подключения потребителей для ВЛ№1 ТП2

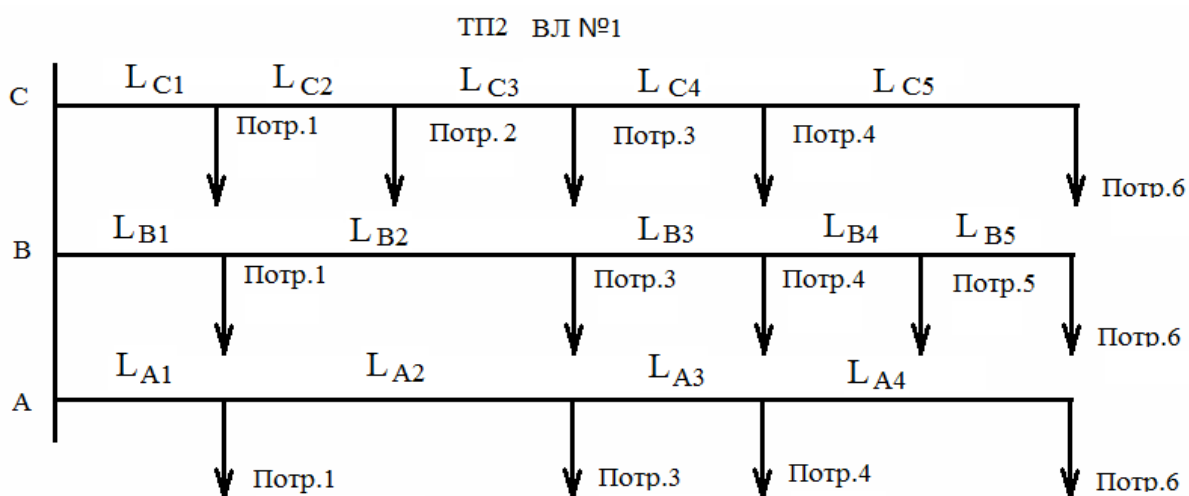


Рисунок 3 – Распределение потребителей по фазам ВЛ1 ТП2

Таблица 5 – К расчету потерь напряжения потребителей ВЛ1 ТП2

Фаза А											
L _{A1} , км	L _{A2} , км	L _{A3} , км	L _{A4} , км			P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.6} , кВт		
0,08	0,11	0,06	0,12			4	3	4	2		
Фаза В											
L _{B1} , км	L _{B2} , км	L _{B3} , км	L _{B4} , км	L _{B5} , км		P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт	
0,06	0,08	0,09	0,12	0,1		4	3	2	4	2	
Фаза С											
L _{C1} , км	L _{C2} , км	L _{C3} , км	L _{C4} , км	L _{C5} , км		P _{потр.1} , кВт	P _{потр.2} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.6} , кВт	
0,1	0,07	0,09	0,11	0,06		4	2	3	4	2	

Таблица 6 – Состав и мощность потребителей ВЛ1 ТП2 в кВт

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	4	4	4
2			2
3	3	3	3
4	4	2	4
5		4	
6	2	2	2

Схема подключения потребителей для ВЛ№2 ТП2

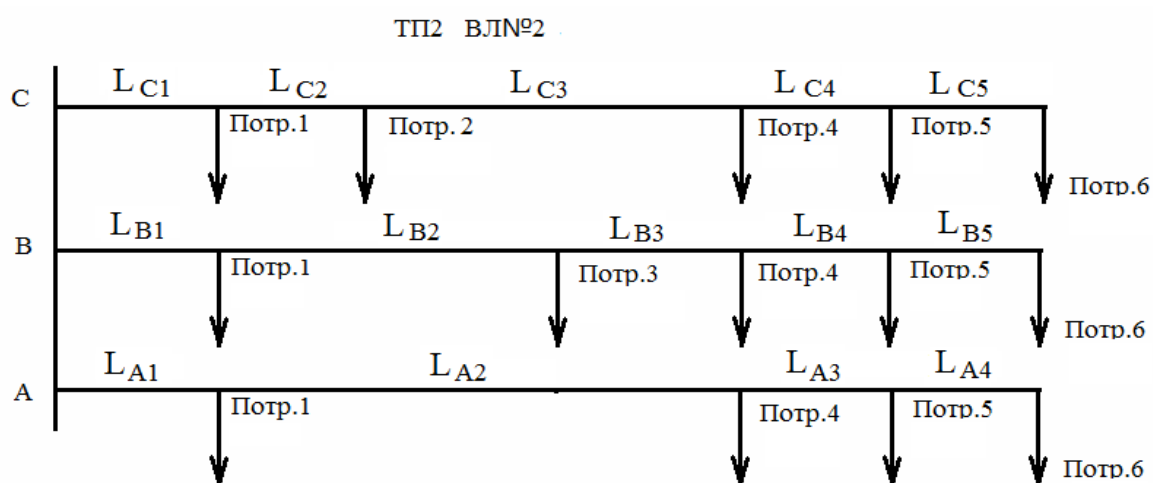


Рисунок 4 – Распределение потребителей по фазам ВЛ2 ТП2

Таблица 7 – К расчету потерь напряжения потребителей ВЛ2 ТП2

Фаза А											
L _{A1} , км	L _{A2} , км	L _{A3} , км	L _{A4} , км			P _{потр.1} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт		
0,1	0,05	0,06	0,09			2	4	2	2		
Фаза В											
L _{B1} , км	L _{B2} , км	L _{B3} , км	L _{B4} , км	L _{B5} , км		P _{потр.1} , кВт	P _{потр.3} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт	
0,1	0,12	0,06	0,09	0,05		4	2	3	4	2	
Фаза С											
L _{C1} , км	L _{C2} , км	L _{C3} , км	L _{C4} , км	L _{C5} , км		P _{потр.1} , кВт	P _{потр.2} , кВт	P _{потр.4} , кВт	P _{потр.5} , кВт	P _{потр.6} , кВт	
0,07	0,06	0,05	0,09	0,1		2	3	4	2	4	

Таблица 8 – Состав и мощность потребителей ВЛ2 ТП2 в кВт

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	4	2
2			3
3		2	
4	4	3	4
5	2	4	2
6	2	2	4

Для всех потребителей принимаем значение $\cos\varphi = 0,95$. Для сети 0,4 кВ по ГОСТ 29322-2014 стандартное значение фазного напряжения $U_{\text{фаз}} = 230 \text{ В}$ или 0,23 кВ. Далее рассчитаем токи потребителей. Ток однофазного потребителя (одной фазы трехфазного) находится как:

$$I = \frac{P}{U_{\text{фаз}} \cdot \cos\varphi}$$

Произведем расчет тока потребителя 1 фазы А ВЛ1 ТП1:

$$I_{\text{п1}} = \frac{P_1}{U_{\text{фаз}} \cdot \cos\varphi} = \frac{4}{0,23 \cdot 0,95} = 18,31 \text{ А}$$

Далее аналогично рассчитываем токи для остальных потребителей, результаты сведем в таблицы.

Таблица 9 – Токи потребителей ВЛ1 ТП1

Ток $I_{\text{п№}}$, А	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	18,31		
2		18,31	
3	13,73	9,15	9,15
4	9,15	13,73	9,15
5			18,31
6	13,73	18,31	13,73

Таблица 10 – Токи потребителей ВЛ2 ТП1

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	13,73	9,15	9,15
2			18,31
3	18,31	13,73	13,73
4	9,15	18,31	18,31
5		13,73	13,73
6	18,31	9,15	9,15

Таблица 11 – Токи потребителей ВЛ1 ТП2

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	18,31	18,31	18,31
2			9,15
3	13,73	13,73	13,73
4	18,31	9,15	18,31
5		18,31	
6	9,15	9,15	9,15

Таблица 12 – Токи потребителей ВЛ2 ТП2

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	9,15	18,31	9,15
2			13,73
3		9,15	
4	18,31	13,73	18,31
5	9,15	18,31	9,15
6	9,15	9,15	18,31

1.2 Определение сопротивлений на участках и расчёт потери напряжения

Далее находим значения потерь напряжения на элементах заданной схемы. Расчет начинаем с линии 1 ТП1 0,4 кВ и производим по каждой фазе в отдельности. Начинаем с фазы С, перемещаясь в ходе выполнения расчетов от конца линии к началу. Определяем сопротивление участка между потребителем 6 и потребителем 5 как:

$$Z_{5-6} = \sqrt{(R_0 \cdot L)^2 + (X_0 \cdot L)^2}$$

где L - длина участка ВЛ между потребителями 6 и 5, равная 0,12 км.

$$Z_{5-6} = \sqrt{(0,59 \cdot 0,12)^2 + (0,09 \cdot 0,12)^2} = 0,07 \text{ Ом}$$

Рассчитываем потерю напряжения на участке между потребителем 6 и потребителем 5 в относительных единицах по следующей формуле:

$$\delta U_{5-6\%} = \frac{I_6 \cdot Z_{5-6}}{U_{\text{фаз}}} \cdot 100\% = \frac{13,73 \cdot 0,07}{230} \cdot 100\% = 0,42 \%$$

Для остальных потребителей и фаз расчет произведем аналогично, результат для ВЛ1 ТП1 занесем в таблицу 13.

На участке линии между ТП и потребителем 3 протекает суммарный ток от потребителей 3, 4, 5, 6 (таблица 9), определяем его как:

$$I_{\text{ТП-3}} = I_3 + I_4 + I_5 + I_6 = 9,15 + 9,15 + 18,31 + 13,73 = 50,34 \text{ А}$$

Рассчитываем потерю напряжения на участке между ТП и потребителем 3 в относительных единицах по следующей формуле:

$$\delta U_{\text{ТП-3}\%} = \frac{I_{\text{ТП-3}} \cdot Z_{\text{ТП-3}}}{U_{\text{фаз}}} \cdot 100\% = \frac{50,34 \cdot 0,06}{230} \cdot 100\% = 1,31 \%$$

Для фаз А и В расчет производится аналогично, исходные данные и результаты приведены в таблице 13.

Произведем аналогичные расчеты для остальных 3х линий, результаты сведем в соответствующие таблицы 14-16

Таблица 13 – Пофазный расчет потерь напряжения для ВЛ1 ТП1

Фаза	Участок линии	Ток, А	Сопротивление, Ом	$\delta U\%$
А	ТП- потр.1	54,92	0,06	1,43
	потр.1 - потр.3	36,61	0,036	0,57
	потр.3 - потр.4	22,88	0,048	0,48
	потр.4 - потр.6	13,73	0,072	0,43
В	ТП- потр.2	59,5	0,072	1,86
	потр.2 - потр.3	41,19	0,036	0,64
	потр.3 - потр.4	32,04	0,042	0,59
	потр.4 - потр.6	18,31	0,03	0,24
С	ТП- потр.3	50,34	0,06	1,31
	потр.3 - потр.4	41,19	0,036	0,64
	потр.4 - потр.5	32,04	0,048	0,67
	потр.4 - потр.6	13,73	0,072	0,43

Таблица 14 – Пофазный расчет потерь напряжения для ВЛ2 ТП1

Фаза	Участок линии	Ток, А	Сопротивление, Ом	$\delta U\%$
А	ТП- потр.1	59,5	0,036	0,93
	потр.1 - потр.3	45,77	0,066	1,31
	потр.3 - потр.4	27,46	0,042	0,5
	потр.4 - потр.6	18,31	0,072	0,57
В	ТП- потр.1	64,07	0,054	1,5
	потр.1 - потр.3	54,92	0,066	1,58
	потр.3 - потр.4	41,19	0,042	0,75
	потр.4 - потр.5	22,88	0,048	0,48
	потр.5 - потр.6	9,15	0,06	0,24
С	ТП- потр.1	82,38	0,072	2,58
	потр.1 - потр.2	73,23	0,054	1,72
	потр.2 - потр.3	54,92	0,042	1
	потр.3 - потр.4	41,19	0,06	1,07
	потр.4 - потр.5	22,88	0,066	0,66
	потр.5 - потр.6	9,15	0,036	0,14

Таблица 15 – Пофазный расчет потерь напряжения для ВЛ1 ТП2

Фаза	Участок линии	Ток, А	Сопротивление, Ом	$\delta U\%$
А	ТП- потр.1	59,5	0,048	1,24
	потр.1 - потр.3	41,19	0,066	1,18
	потр.3 - потр.4	27,46	0,036	0,43
	потр.4 - потр.6	9,15	0,072	0,29
В	ТП- потр.1	68,65	0,036	1,07
	потр.1 - потр.3	50,34	0,048	1,05
	потр.3 - потр.4	36,61	0,054	0,86
	потр.4 - потр.5	27,46	0,072	0,86
	потр.5 - потр.6	9,15	0,06	0,24
С	ТП- потр.1	68,65	0,06	1,79
	потр.1 - потр.2	50,34	0,042	0,92
	потр.2 - потр.3	41,19	0,054	0,97
	потр.3 - потр.4	27,46	0,066	0,79
	потр.4 - потр.6	9,15	0,036	0,14

Таблица 16 – Пофазный расчет потерь напряжения для ВЛ2 ТП2

Фаза	Участок линии	Ток, А	Сопротивление, Ом	$\delta U\%$
А	ТП- потр.1	45,76	0,06	1,19
	потр.1 - потр.4	36,61	0,03	0,48
	потр.4 - потр.5	18,3	0,036	0,29
	потр.5 - потр.6	9,15	0,054	0,21
В	ТП- потр.1	68,65	0,06	1,79
	потр.1 - потр.3	50,34	0,072	1,58
	потр.3 - потр.4	41,19	0,036	0,64
	потр.4 - потр.5	27,46	0,054	0,64
	потр.5 - потр.6	9,15	0,03	0,12
С	ТП- потр.1	68,65	0,042	1,25
	потр.1 - потр.2	59,5	0,036	0,93
	потр.2 - потр.4	45,77	0,03	0,6
	потр.4 - потр.5	27,46	0,054	0,64
	потр.5 - потр.6	18,31	0,06	0,48

2 Расчёт потери напряжения на трансформаторах и питающих линиях

2.1 Определение потерь в трансформаторах

Для расчета потерь напряжения в трансформаторе ТП используем метод удельных потерь. Согласно этого метода потери определяются как:

$$\delta U_{\text{ТП}\%} = k_z \cdot \delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}}$$

где k_z - коэффициент загрузки трансформатора,

$\delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}}$ - удельные потери в трансформаторе при $k_z = 1$ и определенном значении $\cos\varphi$, находятся по справочным таблицам.

Рассмотрим подробно расчет для ТП №1, а для второй результаты сведем в таблицу. Для определения коэффициента загрузки трансформатора найдем суммарную мощность потребителей, подключенных к нему по двум линиям:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + \dots + P_n$$

$$\begin{aligned} P_{\Sigma 1} &= P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14} + \\ &+ P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21} + P_{22} + P_{23} + P_{24} + P_{25} + P_{26} + P_{27} = \\ &= 4+3+2+3+4+2+3+4+2+2+4+3+3+4+2+4+2+3+4+3+2+2+4+3+4+3+2 = 81 \text{ Вт} \end{aligned}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_z = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}$$

$$k_{z1} = \frac{81}{100 \cdot 0,95} = 0,85$$

$\delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}}$ для трансформатора ТМГ-100/10/0,4 согласно таблице (приложение А) при $\cos\varphi = 0,94$ составляет 3,23%, при $\cos\varphi = 0,96$ составляет 3,02%. Для значения $\cos\varphi = 0,95$ принимаем $\delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}} = 3,12\%$. С учетом этих значений находим потери в трансформаторах:

$$\delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}1} = 0,85 \cdot 3,12 = 2,65 \%$$

Коэффициент трансформации трансформатора равен

$$k_T = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{10}{0,4} = 25$$

С учетом токов в фазах линии в обмотке НН трансформаторов будут протекать следующие токи (для фазы А ТП№1):

$$I_{\text{ТП1ВНА}} = \frac{I_{\text{ВЛ1А}} + I_{\text{ВЛ2А}}}{25} = \frac{54,92 + 59,5}{25} = 4,58 \text{ А}$$

Таблица 17 – Удельные потери и токи в фазах в обмотках ВН трансформаторов ТП1 и ТП2

№ТП	P_{Σ} , Вт	k_3	$\delta U_{\text{ТП}\% \text{уд}}$	$I_{\text{ТПВНА}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТПВНВ}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТПВНС}}, \text{ А}$
1	81	0,85	2,65	4,58	4,94	5,31
2	83	0,87	2,71	4,21	5,49	5,49

2.2 Расчёт потери напряжения питающих линий

Исходная схема для 10 кВ отображена на рисунке 5:

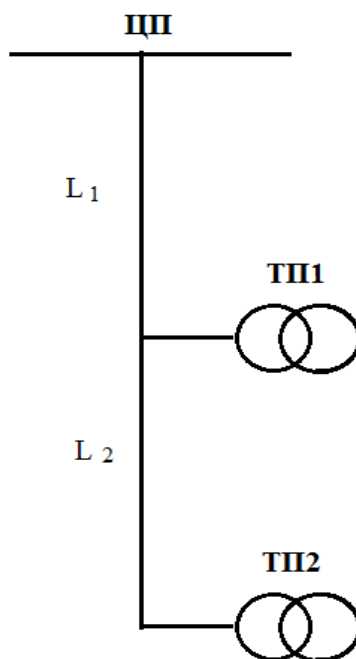


Рисунок 5 – Схема сети 10 кВ

Находим сопротивление линии 10 кВ, выполненной проводами А35 и длиной 0,1 км. Удельные сопротивления $R_0 = 0,83 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,36 \text{ Ом/км}$. Определяем сопротивление линии как:

$$Z_{\text{ВЛ10}} = \sqrt{(R_0 \cdot L)^2 + (X_0 \cdot L)^2}$$

где L - длина линии, равная 100 м или 0,1 км

$$Z_{\text{вл1}} = Z_{\text{вл2}} = \sqrt{(0,83 \cdot 0,1)^2 + (0,36 \cdot 0,1)^2} = 0,09 \text{ Ом}$$

Рассчитываем потерю напряжения на фазе А линии между ТП1 и ТП2 в относительных единицах по следующей формуле:

$$\delta U_{L2A} = \frac{I_{\text{ТП2ВНА}} \cdot Z_{\text{вл1}}}{U_{\text{фазВН}}} \cdot 100\% = \frac{4,21 \cdot 0,09}{5773} \cdot 100\% = 0,007 \%$$

где $U_{\text{фазВН}} = U_{\text{ВН}} / \sqrt{3} = 10000 / \sqrt{3} = 5773 \text{ В}$

Далее, рассчитаем потерю напряжения на фазах между ЦП и ТП1. Для этого, определим результирующие значения токов по фазам:

$$I_{L1} = I_{\text{ТП1ВН}} + I_{\text{ТП1ВН}}$$

$$I_{L1A} = I_{\text{ТП1ВНА}} + I_{\text{ТП1ВНА}} = 4,58 + 4,21 = 8,79 \text{ А.}$$

Рассчитываем потерю напряжения на фазе А линии между ЦП и ТП1 в относительных единицах по следующей формуле:

$$\delta U_{L1A} = \frac{I_{L1A} \cdot Z_{\text{вл1}}}{U_{\text{фазВН}}} \cdot 100\% = \frac{8,79 \cdot 0,09}{5773} \cdot 100\% = 0,014 \%$$

Таблица 18 – Расчёт потери напряжения питающих линий

Фаза	Потери от ТП1 до ТП2 δU_{L2}	Ток I_L , А	Потери от ЦП до ТП1 δU_{L1}
А	0,007	8,79	0,014
В	0,009	10,43	0,016
С	0,009	10,8	0,017

3 Определение потерь напряжения на потребителях

После определения всех потерь напряжения в относительных единицах рассчитываем отклонения напряжения на потребителях. Считаем, что отклонение напряжения на ЦП равно нулю. Расчет сначала выполним для ТП1 ВЛ1 фазы А. Для потребителя 1 отклонение напряжения будет определяться как:

$$\delta U_{1\%} = \delta U_{\text{ЦП}\%} - \delta U_{\text{Л1А}} - \delta U_{\text{ТП1}} - \delta U_{\text{ТП-1}\%}$$

$$\delta U_{1\%} = 0 - 0,014 - 1,43 - 2,65 = -4,094 \%$$

Для потребителя 3:

$$\begin{aligned} \delta U_{3\%} &= \delta U_{\text{ЦП}\%} - \delta U_{\text{Л1А}} - \delta U_{\text{ТП1}} - \delta U_{\text{ТП-1}\%} - \delta U_{1-3} = \delta U_{1\%} - \delta U_{1-3} = \\ &= -4,094 - 0,57 = -4,664 \% \end{aligned}$$

Для потребителя 4:

$$\delta U_{4\%} = \delta U_{3\%} - \delta U_{3-4} = -4,664 - 0,48 = -5,144 \%$$

Для потребителя 6:

$$\delta U_{6\%} = \delta U_{4\%} - \delta U_{4-6} = -5,144 - 0,43 = -5,574 \%$$

Расчеты для остальных фаз и ВЛ2 ТП1 проводятся аналогично, результаты сведем в таблицы 19 - 20.

Таблица 19 – Отклонения напряжения для потребителей ВЛ1 ТП1 $\delta U_{\text{№}\%}$

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	-4,094		
2		-4,526	
3	-4,664	-5,166	-3,977
4	-5,144	-5,756	-4,617
5			-5,287
6	-5,574	-5,996	-5,717

Таблица 20 – Отклонения напряжения для потребителей ВЛ2 ТП1 $\delta U_{\text{№\%}}$

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	-3,594	-4,166	-5,247
2			-6,967
3	-4,904	-5,746	-7,967
4	-5,404	-6,496	-9,037
5		-6,976	-9,697
6	-5,974	-7,216	-9,837

ТП1 и ТП2 подключены последовательно к ЦП, формула расчета для ТП2 ВЛ1 фаза А примет вид:

$$\delta U_{1\%} = \delta U_{\text{ЦП\%}} - \delta U_{\text{Л1А}} - \delta U_{\text{Л2А}} - \delta U_{\text{ТП2}} - \delta U_{\text{ТП-1\%}}$$

$$\delta U_{1\%} = 0 - 0,014 - 0,007 - 1,24 - 2,71 = -3,971 \%$$

Дальнейший расчет аналогичен ТП1, результаты сведем в таблицы 21 и 22

Таблица 21 – Отклонения напряжения для потребителей ВЛ1 ТП2 $\delta U_{\text{№\%}}$

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	-3,971	-3,805	-4,526
2			-5,446
3	-5,151	-4,855	-6,416
4	-5,581	-5,715	-7,206
5		-6,575	
6	-5,871	-6,815	-7,346

Таблица 22 – Отклонения напряжения для потребителей ВЛ2 ТП2 $\delta U_{\text{№\%}}$

№ потребителя	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	-3,921	-4,525	-3,986
2			-4,916
3		-6,105	
4	-4,401	-6,745	-5,516
5	-4,881	-7,385	-6,156
6	-5,171	-7,505	-6,636

Таким образом, был произведен расчет потерь напряжения для каждой фазы потребителей, питающихся по четырем линиям от двух ТП.

Полученные значения удовлетворяют условиям и значениям допустимого отклонения напряжения, равному, по [5], $\pm 10\%$. Т.е. можно прийти к выводу, что качество электроснабжения потребителей, в данном случае, удовлетворяет нормативной документации [3]. А значит сечения проводов питающих линий 0,4 кВ выбраны верно.

4 Влияние отклонения частоты на качество электрической энергии и потребителей

Обеспечение надежного качества электроэнергии способствует повышению эффективности работы ЭП и ЭЭС.

Решение проблемы качества электроэнергии должно опираться на технико-экономическое сопоставление эффекта от мероприятий по улучшению качества и неизбежных при этом дополнительных затрат.

Качество электроэнергии оценивается по технико-экономическим показателям, учитывающим ущерб от некачественной электроэнергии:

- технологический ущерб, обусловленный недоотпуском продукции, расстройством технологического процесса потребителей электроэнергии — ущерб в системах электроснабжения потребителей;
- электромагнитный ущерб от некачественной электроэнергии, выражающийся в увеличении потерь электроэнергии и нарушении работы электрооборудования — ущерб в электроэнергетике.

Качество электроэнергии связано с надежностью, поскольку нормальным считается режим электроснабжения, при котором потребители обеспечиваются электроэнергией нормированного качества, требуемого количества и бесперебойно.

Различают четыре вида режимов:

1) нормальные режимы, при которых отклонения параметров качества электроэнергии от их номинальных значений не выходят за длительно допустимые пределы;

2) временно допустимые режимы, характеризующиеся токовыми перегрузками, отклонениями напряжения и т. п., которые либо заложены в проектные расчеты (например, систематические перегрузки во время суточных максимумов), либо допускаются на определенное ограниченное время без существенного ущерба для сети и питаемых от нее приемников;

3) аварийные режимы, характеризующиеся опасными для элементов сети сверхтоками или другими недопустимыми явлениями; такие режимы обычно возникают при повреждениях элементов сети (при нарушениях изоляции, при обрыве проводников и т.п.) и имеют переходный (неустановившийся) характер;

4) послеаварийные режимы, в которые входят как переходные процессы, возникающие при ручном или автоматическом восстановлении питания (вызванные, например, одновременным самозапуском большого числа электроприемников), так и установившиеся режимы в новых, часто ограниченных по мощности условиях питания.

Для всех перечисленных видов режимов нормируются показатели качества электроэнергии или их допустимые по величине и длительности значения.

Согласно ГОСТ 32144-2013 основными показателями качества электроэнергии являются:

- отклонение частоты;
- установившееся отклонение напряжения;
- колебания напряжения, характеризующиеся размахом изменения напряжения и дозой фликера;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

При определении ПКЭ следует учитывать, что основные показатели качества, во избежание длительного нарушения нормальной работы

электроприемников, должны в течение не менее 95 % времени каждых суток не выходить за пределы своих нормальных значений, а в послеаварийных режимах - за пределы максимальных значений.

Отклонение частоты напряжения переменного тока, как установлено в ГОСТ, в электрических сетях характеризуется показателем отклонение частоты (Δf). Отклонение частоты от номинальной равно разности фактического и номинального значений частоты.

Усредненное значение частоты f_y вычисляется как результат усреднения наблюдений f_i (число наблюдений должно быть не менее 15) на интервале времени, равном 20 с, по формуле:

$$f_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_i$$

Отклонение частоты Δf определяется по формуле:

$$\Delta f = f_y - f_{ном},$$

где $f_{ном}$ – номинальное значение частоты напряжения электропитания электрической сети равное 50 Гц.

В нормальных режимах допустимые значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ Гц и максимально допустимые $\pm 0,4$ Гц. В послеаварийных режимах работы электрической сети допускается отклонение частоты от $+0,5$ до -1 Гц общей продолжительностью по времени не более 90 ч.

Качество электрической энергии по отклонению частоты считают соответствующим требованиям ГОСТ, если максимальное из всех измеренных и усредненных за каждые 20 с в течение 24 ч значений отклонения частоты не превышает предельно допустимых значений, а значение усредненного с вероятностью 95 % не превышает нормально допустимых значений.

Частота переменного тока в электрической сети и напряжения в узлах являются важнейшими показателями качества электроэнергии. Общим для этих показателей является то, что они оба связаны с балансами мощностей в электроэнергетической системе и системах электроснабжения потребителей.

Значение частоты в любой момент нормального режима одинаково во всех узлах электрической сети и является единым показателем качества электроэнергии.

В то же время уровни напряжений в различных точках сети могут различаться очень сильно и одновременно в одних узлах сетей соответствовать, а в других не соответствовать требованиям ГОСТов.

В каждый момент установившегося режима в электроэнергетической системе существуют балансы по активной и реактивной мощности. Уравнения балансов мощностей можно записать в виде:

$$\begin{aligned}\sum P_G &= \sum P_H + \sum \Delta P_C + \sum \Delta P_{C.H.}, \\ \sum Q_G &= \sum Q_H + \sum \Delta Q_C + \sum \Delta Q_{C.H.} + \sum Q_{KV} - \sum Q_{ГЕН}\end{aligned}$$

здесь $\sum P_G$, $\sum Q_G$ - суммарные активные и реактивные мощности генерирующих источников; $\sum P_H$, $\sum Q_H$ - суммарные активные и реактивные мощности нагрузок; $\sum \Delta P$, $\sum \Delta Q$ - суммарные потери мощности в элементах систем электроснабжения электроэнергетической системы; $\sum \Delta P_{C.H.}$, $\sum \Delta Q_{C.H.}$ - суммарные расходы мощности на собственные нужды электростанций; $\sum Q_{KV}$ - суммарные мощности компенсирующих устройств (знак «+» соответствует устройствам, потребляющим реактивную мощность, знак «-» вырабатывающим); $\sum Q_{ГЕН}$ - суммарная реактивная (зарядная) мощность, генерируемая воздушными линиями электропередачи.

Балансы мощностей в энергосистеме существуют в установившихся режимах, которые характеризуются определенными значениями частоты переменного тока и напряжений в узлах сети, в том числе на шинах потребителя. При нарушениях балансов мощностей в энергосистеме происходят нарушения установившихся режимов и начинаются переходные процессы, которые заканчиваются новыми установившимися режимами с новыми значениями. При этом параметры f и U характеризуют качество электроэнергии энергосистемах системах электроснабжения потребителей, требования к параметрам качества изложены в ГОСТ 32144-2013.

Мощности, потребляемые из сети электроприемниками, как правило, зависят от частоты сети и напряжений на шинах электроприемников. Группы

электроприемников, получающие питание от энергосистем образуют узлы нагрузок.

При различном комплексном составе электроприемников в узлах нагрузок обычно значительную долю составляют асинхронные и синхронные двигатели, которые и определяют виды зависимостей потребляемой из сети активной P_H и реактивной Q_H нагрузок.

Для комплексного узла потребляемые нагрузкой активные и реактивные мощности являются функциями частоты в системе и напряжения на шинах нагрузки. Указанные зависимости служат характеристикой потребителей характеристиками нагрузки. Статические характеристики строятся при медленном изменении (по сравнению со скоростью протекания электромагнитных процессов) частоты в энергосистеме (частотная статическая характеристика) и напряжения на шинах комплексного узла нагрузки (статическая характеристика по напряжению).

Разные потребители имеют различные статические характеристики по частоте и напряжению, однако для суммарной нагрузки энергосистемы можно построить обобщенные статические характеристики вида:

$$\begin{aligned}\sum P_H &= \psi_1(f, U), \\ \sum Q_H &= \psi_2(f, U).\end{aligned}$$

Общий вид таких характеристик для комплексного узла нагрузки показан на рисунке 6.

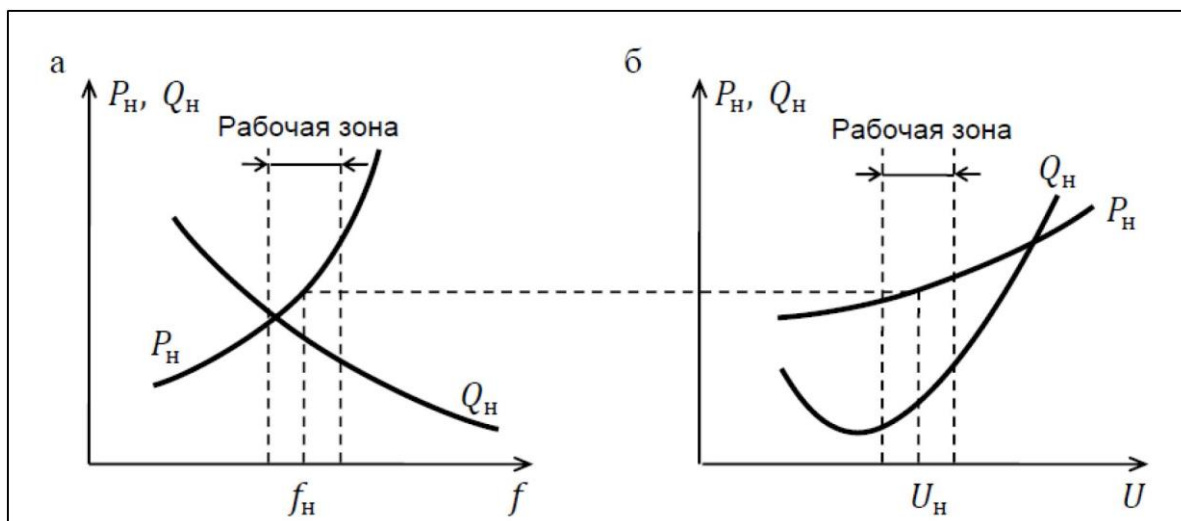


Рисунок 6 – Статические характеристики нагрузки: а – по частоте; б –

по напряжению

Рост $\sum PH$ приведет к снижению частоты и рост $\sum QH$ в основном к снижению напряжения. По содержанию анализа рост нагрузок в энергосистеме равносильен снижению генерации.

Требования к параметрам КЭ обуславливают необходимость мероприятий по регулированию баланса мощностей. Частота является общесистемным параметром, то есть в любой точке системы в установившемся режиме частота имеет одно и то же значение. В этом смысле безразлично в какой точке осуществить регулирование частоты, ее уровень зависит от баланса активной мощности по системе в целом.

Поддержание частоты на уровне, регламентируемом ГОСТ 32144-2013, осуществляется мощными генераторами ЭЭС.

Электроприемники промышленных предприятий в силу их незначительной мощности по сравнению с суммарной генерирующей мощностью энергосистемы не могут оказать существенного влияния на отклонение частоты в питающей сети. Однако следует иметь в виду, что мощные электроприемники с резкопеременной нагрузкой вызывают значительные изменения напряжения в сети, а, следовательно, и колебания частоты питающего напряжения. Основное влияние на колебания частоты оказывают быстрые резкопеременные колебания активной нагрузки и резкие сбросы генерации активной мощности, связанные с аварийными ситуациями в энергосистемах.

Частоту в ЭЭС регулируют путем изменения выдачи генераторами активной мощности в сеть. Активная мощность генератора зависит от работы первичного паровой, газовой или гидравлической турбины, поэтому для анализа процесса регулирования частоты необходимо рассмотреть работу первичных двигателей и их характеристики.

Первичные двигатели, как правило, снабжены регуляторами скорости вращения турбин, позволяющими изменять подачу энергоносителя на лопатки турбины при изменении скорости ее вращения.

При отсутствии регулирования подача энергоносителя в турбину не меняется при изменении частоты. Таким образом, мощность на валу первичного двигателя и соответственно активная мощность генератора не зависят от частоты в сети.

При наличии регулирования снижение частоты в энергосистеме отслеживается регуляторами скорости турбин, изменяющими подачу пара на лопасти турбин. При снижении частоты регулятор действует на задвижку паропровода, увеличивая подачу пара в турбину и тем самым увеличивая мощность первичного двигателя PT , и механический момент на валу ротора.

В установившемся режиме при работе турбины и генератора на нагрузку механический вращающий момент турбины MT уравнивается тормозным электрическим моментом генератора $MГ$, $MT=MГ$, при определенной скорости вращения турбогенератора и соответствующей частоте f (рисунок 7,а). При нарушении равенства моментов начинается изменение скорости вращения и частоты в энергосистеме. Рассмотрим нарушение равенства моментов, вызванное ростом нагрузки в энергосистеме в момент времени t , при этом тормозной электромагнитный момент генератора $MГ1$ становится больше вращающего механического момента турбины, $MГ1 > MT$, и турбогенератор тормозится.

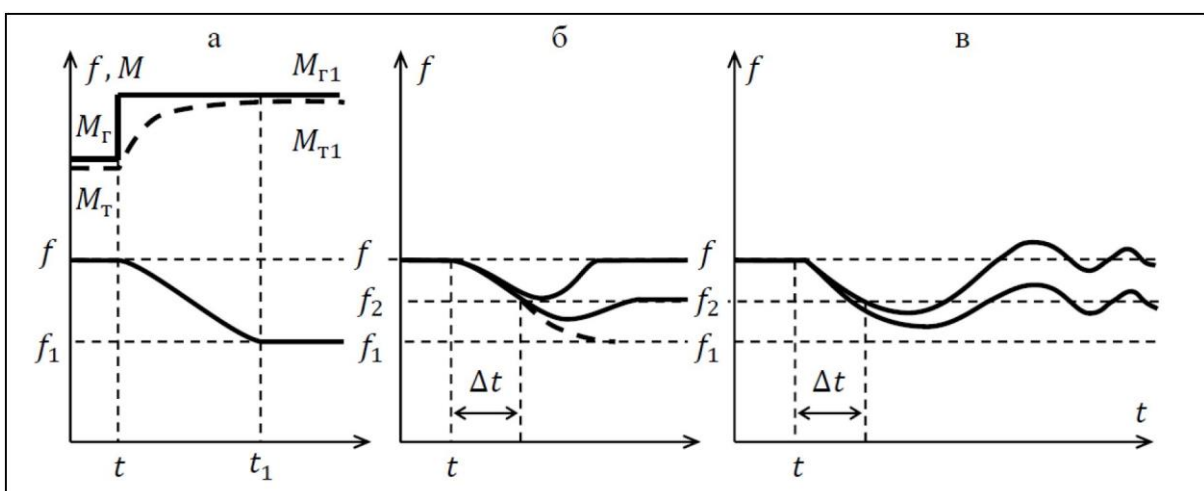


Рисунок 7 – Процесс регулирования частоты: а – без регулирования; б – аperiodический процесс; в – колебательный процесс

При отсутствии регулятора скорости на турбине снижение частоты

продолжается до тех пор, пока механический момент не станет равным тормозному электрическому моменту генератора в момент времени $MTI = MT$ при новом значении скорости вращения и частоты в энергосистеме f_1 .

Автоматический регулятор скорости, вступающий в действие с временным запаздыванием Δt , меняет характер процесса. Под действием регулятора скорости и регулятора частоты энергосистеме при росте нагрузки частота может восстановиться до частоты начального режима или установится новая частота f_2 больше f_1 . При этом характер процесса может быть апериодическим (рисунок 7, б) или колебательным (рисунок 4.2, в).

В каждый момент времени установившегося режима в ЭЭС существует баланс активных мощностей. Рассмотрим условия поддержания баланса мощностей в энергосистеме, эквивалентированной к одномашинной системе турбина-генератор с эквивалентной нагрузкой на шинах генератора. Схема такой системы показана на рисунке 8, а.

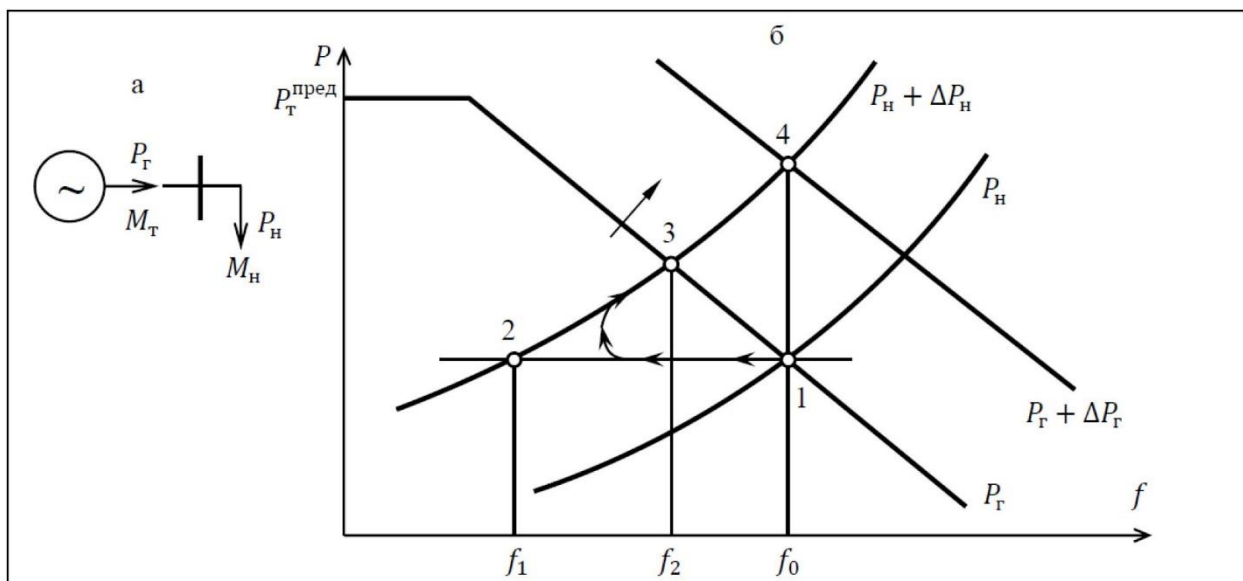


Рисунок 8 – Регулирование частоты: а – схема сети; б – процесс регулирования частоты

В такой системе характеристика PG (рисунок 8, б) соответствует турбине, снабженной регулятором скорости. Снижение частоты в энергосистеме приводит к увеличению подачи энергоносителя на лопатки турбины и увеличению выдачи генератором активной мощности в сеть. Горизонтальная часть характеристики соответствует предельно допустимой,

как правило, номинальной, мощности турбины $P^{\text{пред}}$, при этом задвижка паропровода полностью открыта и дальнейшее

увеличение мощности турбогенератора невозможно. Увеличения генерации можно достигнуть только путем ввода резервных мощностей.

Нагрузка P_n представляется статической характеристикой $P_n(f)$; увеличение нагрузки приводит к смещению статической характеристики нагрузки вверх параллельно себе, снижение нагрузки смещает характеристику вниз.

Пересечение характеристик генератора P_G и нагрузки P_n соответствует балансу активных мощностей ($P_G = P_n$) при некоторой начальной частоте в энергосистеме, равной f_0 (точка 1, рисунок 8, б). Пусть $f_0 = f_{\text{ном}}$.

Рассмотрим нарушение баланса активных мощностей, вызванное подключением дополнительной нагрузки, то есть ее увеличением на ΔP_n , новая характеристика нагрузки займет положение $P_n + \Delta P_n$. При отсутствии регулирования (мощность генератора не меняется при снижении частоты) новый баланс мощности наступит при выравнивании вращающего и тормозного моментов (рисунок 7, а) при значении частоты f_1 (точка 2, рисунок 8, б). При наличии на турбине регулятора скорости новый баланс установится при частоте f_2 большей, чем f_1 (точка 3, рисунок 8, б). Стрелками показан апериодический переходный процесс от начального состояния (точка 1, рисунок 8, б) к новому (точка 3, рисунок 8, б). Таким образом, за счет наклона (статизма) характеристики регулятора скорости выполняется регулирование частоты от f_1 до f_2 , называемое первичным регулированием частоты.

Как правило, первичное регулирование частоты не обеспечивает требований ГОСТов на качество электроэнергии и необходимо дальнейшее регулирование. Вторичное регулирование частоты обычно выполняется специально выделенными частотоведущими станциями путем ввода дополнительных резервных мощностей с использованием МИСВ. Ввод дополнительных мощностей ΔP_G соответствует переходу на характеристику

генератора $PG + \Delta PG$ и установлению нового баланса мощностей ($PG + DPG = PH + DPH$) при первоначальной частоте f_0 (точка 4, рисунок 8, б).

Регулирование частоты от f_2 до f_0 называется вторичным регулированием частоты.

Существует несколько методов регулирования частоты в энергосистемах. Различие методов заключается в том, каким образом определяется однозначность распределения нагрузки между регулируемыми агрегатами. Чтобы иметь однозначное распределение нагрузки между агрегатами, необходимо в закон регулирования ввести заданную мощность, которую должен принять на себя агрегат в процессе регулирования.

Известные методы можно разделить на два вида – регулирование по мгновенному и интегральному отклонению частоты. В первом методе однозначность в распределении определяется тем, что сигнал заданного значения мощности вводится в закон регулирования в явном виде. В методе интегрального регулирования сигнал заданного значения мощности определяется косвенным путем – через интегральное отклонение частоты системы.

Исполнение регулирования по мгновенному отклонению имеет ряд разновидностей. Эти разновидности регулирования по мгновенному отклонению иногда называют самостоятельными методами, а именно: ведущего генератора, ведущей станции и мнимостатических характеристик. Фактически они являются частным случаем регулирования частоты по мгновенному отклонению методом мнимостатических характеристик.

Метод ведущего агрегата

Сущность метода ведущего агрегата заключается в том, что один из агрегатов энергосистемы настраивается по астатической, а все остальные – по статической характеристике. Агрегат, настроенный на астатическую характеристику, называют ведущим.

Поскольку один из агрегатов имеет астатическую характеристику, то характеристика всей энергосистемы будет также астатической. При

астатической характеристике частота энергосистемы будет поддерживаться в пределах зоны нечувствительности регулятора ведущего агрегата на уровне $f = 50$ Гц.

Рассматриваемый метод регулирования частоты может быть использован в небольших энергосистемах, где мощность одного генератора достаточна для покрытия неплановых изменений нагрузки.

Метод ведущей станции

Основным недостатком метода ведущего генератора является то, что мощности одного генератора, как правило, недостаточно для покрытия неплановых нагрузок ЭЭС. Для увеличения регулировочного диапазона по мощности к регулированию частоты в энергосистеме используется не один ведущий генератор, а целая станция или даже несколько станций. Такую станцию называют ведущей. Агрегаты на всех станциях, кроме ведущей, настраиваются на статические характеристики. Агрегаты ведущей станции настраиваются на астатические характеристики, при этом характеристика всей энергосистемы получается также астатической.

С точки зрения распределения нагрузки, ведущую станцию можно рассматривать как ведущий агрегат энергосистемы, следовательно, выводы, сделанные для метода ведущего агрегата, справедливы и для этого случая.

При одновременной астатической настройке нескольких агрегатов станции или нескольких станций распределение нагрузки между ними получается произвольным, что недопустимо. Для устранения этого недостатка в закон регулирования вводится заданная мощность, которую должен брать на себя агрегат в процессе регулирования.

Обычно ведущей станцией является гидростанция. В силу однотипности агрегатов ГЭС желательно, чтобы регулирующие агрегаты распределяли нагрузку поровну. В этом случае заданным должно быть среднее значение мощности регулирующих агрегатов ГЭС.

Ведущие станции предназначены только для устранения усредненных отклонений частоты, обусловленных средним изменением нагрузки

энергосистемы. И если к регулированию частоты энергосистемы привлекается ограниченное число станций, то из этого не следует, что эти станции принимают на себя все толчки нагрузки и тем самым работают в исключительно тяжелых условиях. Случайные толчки нагрузки воспринимаются не только ведущими станциями, но и всеми другими, за исключением тех, которые поставлены на ограничитель.

Процесс распределения толчка нагрузки между станциями энергосистемы условно можно разделить на три этапа. В момент возникновения толчка ток нагрузки распределяется между всеми станциями обратно пропорционально сопротивлению от места приложения нагрузки до источников генерации. Доля толчка нагрузки, «доставшаяся» каждому генератору, тормозит агрегат, и его частота снижается.

Далее вступают в действие первичные регуляторы (второй этап) и распределяют нагрузку по закону статических характеристик этих регуляторов. На третьем этапе вступает в действие ведущая станция и восстанавливает частоту на уровне 50 Гц. При этом все другие станции возвращаются к своему исходному режиму.

Деление процесса регулирования частоты на три этапа достаточно условно.

Реально, действие автоматических регуляторов второго и третьего этапов наступает одновременно.

Метод мнимостатических характеристик

По методу мнимостатических характеристик к регулированию частоты могут одновременно привлекаться агрегаты нескольких станций энергосистемы.

Для исполнения регулирования по методу мнимостатических характеристик необходимы каналы связи между регулируемыми станциями и ДП энергосистемы. По прямому каналу от станции на ДП необходимо передать сигнал, пропорциональный фактической мощности регулирующих агрегатов станции. При получении этих сигналов со всех регулирующих

станций на ДП производится их суммирование и определение заданного значения мощности для каждой регулирующей станции. Коэффициент долевого участия устанавливается диспетчером из условия экономически наивыгоднейшего распределения нагрузок между регулируемыми станциями и пропускной способностью связей. Сигналы, пропорциональные заданным значениям мощности, передаются по обратным каналам связи на регулирующие станции и вводятся в закон регулирования.

Метод мнимостатических характеристик в общем виде регулирования частоты несколькими станциями не получил широкого распространения в энергосистемах, однако, частные случаи этого метода являются распространенными.

Отклонение частоты от номинальной отрицательно сказывается как на работе электроэнергетических систем, так и на системах электроснабжения.

Лопатки паровых турбин рассчитаны на безударное поступление пара при номинальной частоте вращения турбин. При отклонении частоты пар входит в турбину с ударом, что может привести к биению и даже разрушению лопаток турбины.

Снижение частоты сильно сказывается на работе питательных насосов котлов электростанций, характеризующихся резким падением производительности при снижении частоты. В свою очередь, снижение подачи питательной воды в котлы приводит к снижению выработки пара, а, следовательно, активной мощности генераторов и к дальнейшему снижению частоты. На электрических станциях имеется множество вентиляторов, насосов, обеспечивающих работу собственных нужд. Их производительность пропорциональна третьей степени частоты и резко падает при снижении частоты, что ставит под угрозу работу электростанций.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

С другой стороны, мощные электроприемники, особенно с резкопеременной нагрузкой, влияют на колебания частоты. Так активная мощность, потребляемая тиристорными преобразователями главных приводов прокатных станов, изменяется от нуля до максимального значения за время менее 0,1 с, вследствие чего колебания частоты могут достигать больших значений.

С учетом сказанного колебания частоты Δf при работе упомянутых электроприводов определяются по следующей упрощенной формуле:

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P}{2 \cdot \pi \cdot S_k \cdot \Delta t},$$

где S_k - мощность КЗ; ΔP — изменение потребляемой мощности за время Δt .

Отношение $\Delta P/S_k$ в системах внутриводского электроснабжения промышленных предприятий обычно не превышает 0,2.

Резкие быстропеременные набросы активной мощности отрицательно сказываются на работе генераторов и турбин электрических станций и параллельно включенных электродвигателей. Они могут вызывать нарушение устойчивости и оказывают механические воздействия на редукторы и механизмы.

В схемах электроснабжения предприятий с резкопеременными нагрузками для снижения колебаний частоты предусматриваются мероприятия по увеличению мощности КЗ в точках присоединения электроприемников с резкопеременной и спокойной нагрузкой. Если этого недостаточно, то питание резкопеременных нагрузок выделяют на отдельные трансформаторы или отдельные ветви расщепленных обмоток трансформаторов.

Заключение

Основные выводы по результатам проведенной работы таковы:

- 1 Выполнен анализ современного состояния проблемы расчета, анализа и снижения потерь энергии в электросетях.
- 2 Выполнен анализ существующих методик расчета потерь электроэнергии и средств учета отпущенной электроэнергии.
- 3 Определение отклонений напряжения на потребителях, подключенных к электрической сети.
- 4 При выполнении КР сформированы компетенции, установленные ФГОС ВО и ОП ВО, закрепленные за дисциплиной.

Список использованных источников

1. Апряткин В.Н. Человеческий фактор и его влияние на уровень потерь электроэнергии// Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения: сб. ст. - Москва, «Мособлэлектро», 12 - 15 апр. 2004 г.
2. Воротницкий В. Э., Калинкина М. А., Апряткин В. Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций// Энергосбережение. 2000. № 3.
3. Воротницкий В. Э., Апряткин В. Н. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2002. № 4.
4. Воротницкий В. Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить?// Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2003. № 6.
5. Воротницкий В. Э., Калинкина М. А., Комкова Е. В., Пятигор В. И. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение. 2005. № 2, № 3.
6. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
7. Опыт работы ОАО «Мосэнерго» по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергосбережение. 2002. № 5.
8. Автоматизированная система коммерческого учета и оплаты энергоресурсов АСКУ и ОПЭ. Информационные материалы. М.: Московский завод электроизмерительных приборов, 2002.

9. Репортаж с научно-технической конференции «Проблемы оптимизации затрат при передаче и распределении электрической энергии» // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2003. № 3.

10. АСКУЭ: [Электронный ресурс]. М. 2017. URL: <http://askue.com.ru/>.

11. Шингаров В. П., Дашков В. В. Использование технических средств для совершенствования организации расчетов с населением за электропотребление // Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях: сб. научн. трудов. М.: ЭСКО. 2000.

12. АСКУЭ: [Электронный ресурс]. М. 2017. URL: <http://askue.com.ru/>.

13. Zhu, Y. J. Ad hoc on-demand Distance Vector Routing Protocol Based on Load Balance [electronic source: <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20164402090>] / Y. J. Yun etc. // MATEC Web of Conferences. 44. 2016.

14. Коков К. Г. Предотвращение потерь электроэнергии с помощью применения современных устройств пломбирования и индикации/ Конференция. Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения: сб. ст. 12 - 15 апр. 2004 г., Москва. «Мособлэлектро», 2004. 5 с.

15. Средства и системы компьютерной автоматизации: [Электронный ресурс]. Т. 2001. URL: <http://asutp.ru/>.

16. Щуров В. М. Состояние и перспективы развития АСКУЭ в энергосистемах / Метрология электрических измерений в энергетике : сб. научн. трудов. / под общ. ред. д.т.н., проф. Я. Т. Загорского. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. С. 143 - 148.

17. Системы коммерческого учета потребления электроэнергии на базе PLC- технологий с передачей данных по сети GSM. Техническое описание. - М.: Группа компаний ТЭСС, 2004.

18. Данилин А. В., Захаров В. А. Принципы построения и работы АСКУЭ // Мир измерений. 2001. № 8.

19. Сергеев, А. Интеллектуальные электронные приборы. Реализация политики энергосбережения// Информ.-аналит. ж-л «Промышленно-строительное обозрение». 2002. № 11.

20. Гуртовцев А. Современные принципы автоматизации энергоучета в энергосистемах// Новости электротехники. Информационно- справочное издание. 2002. № 6, 2003. № 1, 2003. № 2.

21. Ануфриев В., Балашов О. Электросчетчики в России. История, современность и национальные особенности// Энергослужба предприятия. 2003. № 2.

22. Тубинис В. В. АСКУЭ бытовых потребителей. Преимущества PLC-технологии связи// Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2005. № 2. 23. Балашов О. В., Быценко С. Г. Автоматизированная система контроля и учета бытового энергопотребления на базе комплекса технических средств «ЭМОС-МЗЭП»// Энергосбережение. 1999. № 2.

24. Седов А. В., Надтока И.И. Системы контроля, распознавания и прогнозирования электропотребления: модели, методы, алгоритмы и средства. /Ростов-на-Дону: Изд-во Рост, ун-та, 2002. 320 с.

25. Лазаренко Д. Г., Захаров А. М., Финаев В. И. Использование сети Интернет при комплексной автоматизации энергоучета// Известия ТРТУ. Тематический выпуск «Актуальные проблемы производства и потребления электроэнергии». Таганрог: Изд-во ТРТУ. 2004. № 7.

26. Сапронов А. А., Тынянский В. Г. Особенности использования автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления// Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: Материалы III Междунар. Науч.-прак. Конф. Новочеркасск, 30 мая-10 июня 2003 г.: В 3 ч. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). Новочеркасск: ЮРГТУ, 2003. Ч. 1. С. 31 -40.

27. Белявский В. В. Построение систем АСКУЭ-быт на базе электронных многотарифных счетчиков электроэнергии «Энергия-9» с использованием функции предоплаты посредством пластиковых карт / В. В.

Белявский // Электронный журнал «ЭСКО» энергосервисной компании «Экологические системы». 2004. № 12.

28. Оперативное управление распределительными электрическими сетями. В. 2011. [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://emp.vogu35.ru/>.

29. Комплексная автоматизация энергоучета. [Электронный ресурс]. С., 2002. URL: <https://www.cta.ru/>.

30. Singh, D. An Approach for Measurement of Non-Technical losses of 11KV feeder and its Minimization [electronic source: <https://doaj.org/article/7a2e15b618f741098d146ad4451e5675>] // International Journal of Engineering Research and Applications. 2015. 5(6). PP.34-42

31. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

23. ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Стандартинформ, 2014. – 52 с.

33. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Электронный ресурс] : учебник / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. - М.|Берлин : ДиректМедиа, 2014. - 337 с.

34. Электропитающие системы и электрические сети [Текст] : учебное пособие / Н. В. Хорошилов [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп. - Старый Оскол : ТНТ, 2013. - 352 с.

35. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учебник [Электронный ресурс] / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 294с. Режим доступа - URL: https://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=435976.

36. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии [Электронный ресурс]: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с.

Приложение А

Таблица А.1 – Потеря напряжения, % в понижающих трансформаторах
6-35/0,4/0,23 кВ при номинальной нагрузке

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	При коэффициенте мощности										
		0,7	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1,0
25	6-10	4,39	4,31	4,20	4,04	3,92	3,82	3,70	3,55	3,37	3,11	2,40
40	6-10	4,34	4,24	4,11	3,94	3,80	3,69	3,56	3,41	3,21	2,94	2,20
63	6-10	4,29	4,18	4,04	3,84	3,70	3,58	3,44	3,28	3,08	2,80	2,03
63	20	4,68	4,54	4,36	4,13	3,96	3,82	3,66	3,47	3,23	2,90	2,03
100	6-10	4,27	4,15	4,01	3,81	3,66	3,54	3,40	3,23	3,02	2,74	1,97
100	20-35	5,80	5,57	5,29	4,94	4,67	4,47	4,24	3,96	3,62	3,16	1,97
160	6-10	4,16	4,02	3,85	3,62	3,46	3,32	3,17	2,99	2,77	2,46	1,66
160	20-35	5,65	5,40	5,10	4,72	4,44	4,23	3,99	3,70	3,35	2,88	1,66
250	6-10	4,07	3,92	3,73	3,50	3,32	3,18	3,03	2,84	2,61	2,30	1,48
250	20-35	5,55	5,29	4,98	4,59	4,31	4,09	3,84	3,55	3,19	2,71	1,48
400	6-10	4,02	3,86	3,67	3,42	3,24	3,10	2,94	2,75	2,52	2,20	1,38
400	20-35	5,51	5,24	4,92	4,52	4,23	4,01	3,76	3,46	3,10	2,61	1,37
630	6-10	4,67	4,45	4,18	3,85	3,61	3,42	3,21	2,96	2,66	2,25	1,20
630	20-35	5,40	5,12	4,79	4,39	4,09	3,87	3,61	3,31	2,94	2,45	1,21
1000	6-10	4,68	4,46	4,19	3,86	3,62	3,44	3,22	2,97	2,67	2,26	1,22
1000	20-35	5,41	5,13	4,80	4,40	4,10	3,88	3,62	3,32	2,96	2,46	1,22
1600	6-10	4,62	4,39	4,12	3,78	3,54	3,35	3,14	2,89	2,58	2,17	1,12
1600	20-35	5,36	5,07	4,74	4,33	4,03	3,80	3,54	3,24	2,87	2,38	1,12