

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях 6/10 кВ
«Плесецкие электрические сети»

Студент

О.А. Шаров
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалификационная работа «Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях 6/10 кВ «Плесецкие электрические сети» состоит из введения, пяти разделов и списка используемой литературы.

В первом разделе проведён анализ состояния Плесецких распределительных сетей и сформулированы задачи работы.

Во втором разделе разработан план реконструкции исследуемого объекта электроэнергетики.

Третий раздел посвящен проведению расчетов, выбору и проверке электрооборудования.

В четвёртом разделе уделяется внимание разработке мероприятий, касающихся охране труда при реконструкции Плесецких распределительных сетей.

В пятом разделе выполняется технико-экономическая оценка запланированных для реконструкции мероприятий.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 71 страницах и 6 чертежей формата А1.

Abstract

The topic of the given graduation project is «Measures to reduce losses in 6-10 kV networks «Plesetsk electrical networks»».

This graduation project is devoted to the development of a reconstruction plan for substation No. 151 in order to achieve a reduction in losses of the electrical network.

The graduation project consists of an explanatory note on 71 pages, introduction on 4 pages, including 4 figures, 18 tables, the list of 39 references including 5 foreign sources and 4 appendices, and the graphic part on 7 A1 sheets.

All five parts are aimed at achieving efficient operation of this substation in order to minimize losses.

The work addresses the following issues:

- analysis of the technical part of PS 110/35/10 No. 151 «Plesetsk»;
- the possibility of reconstruction;
- technical solutions;
- measures for reconstruction and safe operating conditions.

The purpose of the work is to provide information on ensuring the reduction of electrical energy losses in the 6-10 kV distribution networks of the production association «Plesetsk Electric Networks» due to the reconstruction of the power supply system.

The graduation project describes in details the composition of the substation equipment and its reconstruction in accordance with technical and economic indicators.

Based on the foregoing, we can conclude that in order to reduce losses in networks, it is advisable to reconstruct street lighting, as well as replace bare wires with SIP wires

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ состояния распределительных сетей 6-10 кВ «Плесецкие электрические сети».....	9
1.1 Анализ электрооборудования подстанции ПС 151 110/35 кВ....	9
1.2 Характеристика участков воздушных и кабельных линий.....	14
1.3 Анализ системы уличного освещения Плесецка.....	24
1.4 Система учёта расхода электроэнергии в Плесецке	30
2 Анализ методов снижения потерь электроэнергии и разработка плана реконструкции Плесецких электрических сетей.....	34
2.1 Анализ методов снижения потерь электроэнергии.....	34
2.2 Разработка плана реконструкции Плесецких электрических сетей..	34
3 Расчёт и выбор электрооборудования для реконструкции Плесецких электрических сетей.....	36
3.1 Реконструкция схемы электрических соединений.....	36
3.2 Расчёт электрических нагрузок.....	39
3.3 Выбор проводников для ВЛ 35 кВ.....	41
3.4 Выбор провода для ВЛ 10 кВ.....	42
3.5 Проверка нагрузки силовых трансформаторов	43
3.6 Расчёт токов короткого замыкания.....	44
3.7 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	48
3.8 Выбор шин.....	58
3.9 Выбор изоляторов.....	61
4 Разработка мероприятий по охране труда при реконструкции Плесецких электрических сетей.....	63
5 Техничко-экономическая оценка мероприятий	66
Заключение.....	69
Список используемых источников.....	70

В состав перечисленных выше подразделений «Архангельского филиала» входит 1141 подстанция напряжением 35кВ общей мощностью 17,5 МВА и 35,4 тысяч трансформаторных подстанций (6-10)/0,4кВ мощностью 6,7 МВА. Архангельская энергосистема располагается на территории 412 тыс. кв. км. Здесь проживает 97% населения Архангельской области. При этом износ технических средств электрических сетей находится на уровне 63,7%. Это ведёт к снижению надёжности электроснабжения данного района и к повышенному расходу электроэнергии, идущему на покрытие потерь в самих сетях.

При передаче электроэнергии потери неминуемы, но важно чтобы они не превышали экономически обоснованного уровня [22]. Превышение норм технологического расхода электроэнергии свидетельствует о наличии проблем с имеющимся в сетях электрооборудованием.

Электрические сети напряжением 6-10 кВ являются наиболее протяжёнными и наиболее проблемными. Известно, что технические и особенно коммерческие потери электроэнергии сосредоточены в основном в электрических сетях 6-10 кВ» [19]. Поэтому разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии для сетей этого класса напряжения является весьма актуальной.

В данной бакалаврской работе исследуются распределительные сети 6-10кВ производственного отделения «Плесецкие электрические сети», входящего в состав сетевой компании ПАО МРСК «Северо-Запада» и занимающегося транспортом электрической энергии на территории Архангельской области.

Основным поставщиком электрической энергии на территории Архангельской области является Архангельская ТЭЦ, принадлежащая Территориальной генерирующей компании №2» (ТГК-2). На рисунке 2 показана структурная схема транспорта электроэнергии от территориальной генерирующей компании ТГК-2 до подстанции (ПС) 151 «Плесецк» [15].

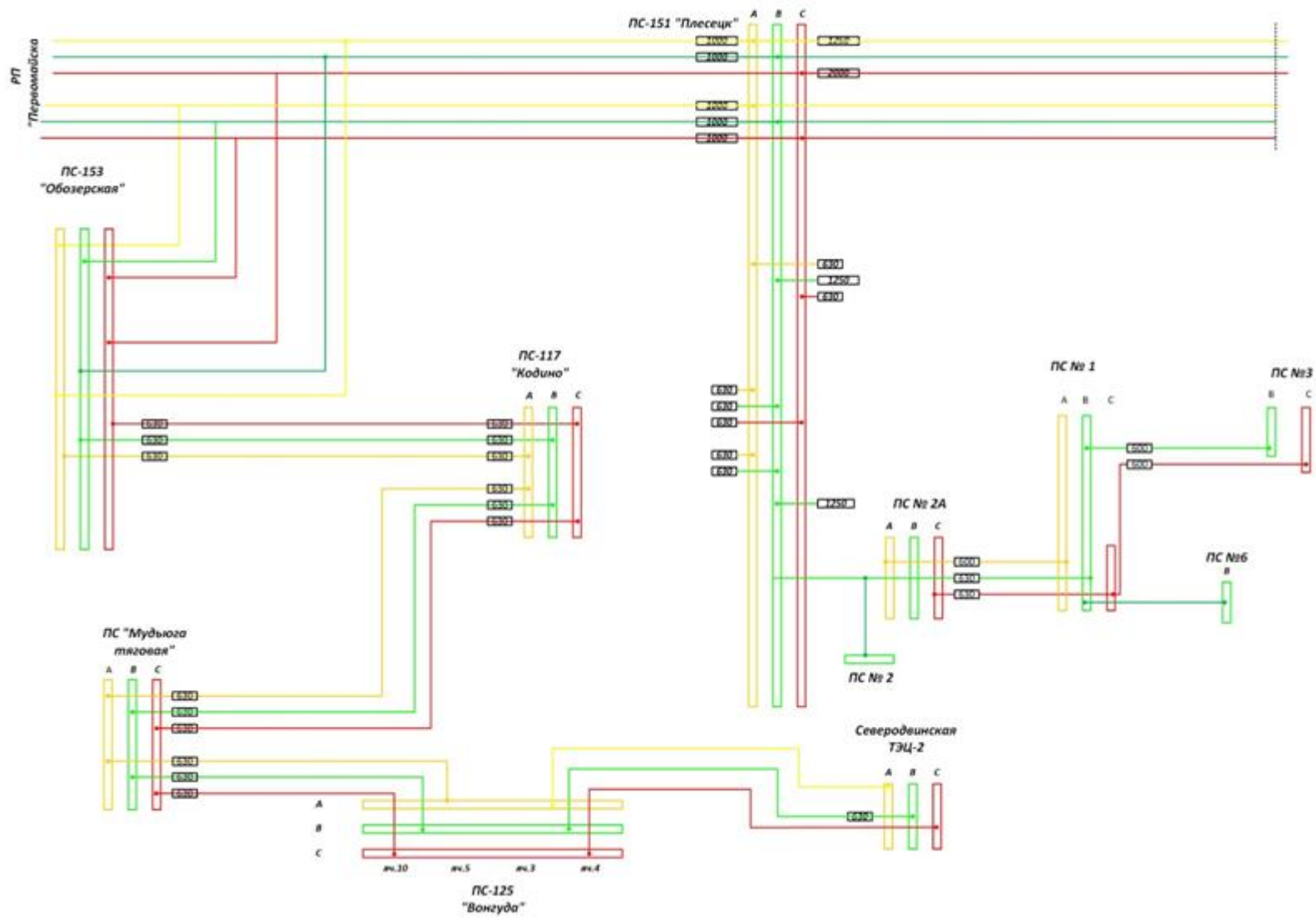


Рисунок 2 – Схема структурная ТГК-2 – ПС 151 «Плесецк»

По предварительным оценкам потенциал для снижения потерь электроэнергии в Плесецких электрических сетях 6-10 кВ имеется. Например, снизить расход электричества можно за счёт реконструкции системы уличного освещения и оборудования электрической части подстанции ПС 151 110/35 кВ.

Для разработки мероприятий по энергосбережению и для получения проектного решения нужно, как минимум, детально исследовать особенности сетей электроснабжения, относящихся к ПО «Плесецкие электрические сети», а также сделать сравнительный расчёт потерь электроэнергии за фиксированный период времени.

Цель бакалаврской работы – обеспечить снижение потерь электрической энергии в распределительных сетях 6-10 кВ производственного объединения «Плесецкие электрические сети» за счёт реконструкции системы электроснабжения.

1 Анализ состояния распределительных сетей 6-10 кВ «Плесецкие электрические сети»

1.1 Анализ электрооборудования подстанции ПС 151 110/35 кВ

Схема подстанции с рабочим напряжением 110/35/10кВ построена на двух силовых трансформаторах ТДТН мощностью 16000 кВА. Основное подстанционное оборудование установлено на территории закрытого и открытого распределительных устройств (ЗРУ и ОРУ), а также в ячейках комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). В таблице 1 представлен сводный перечень оборудования подстанции, территориально расположенной в городе Плесецк по адресу – ул. Свободы, 46.

Таблица 1 – Сводный перечень установленного оборудования

№ п/п	Вид оборудования	Обозначение и количество
1	2	3
1.	Тип распределительного устройства (конструктивное исполнение распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ))	ОРУ-110кВ; ОРУ-35кВ, ЗРУ-10кВ
2.	Трансформаторы силовые	ТДТН-16000/110 -2шт.
3.	Суммарная установленная мощность	32000кВА
4.	Линейные вводы количество по напряжениям: а) воздушных б) кабельных	110кВ-0, 35кВ-3; 10кВ
5.	Высоковольтные выключатели	МВ-35кВ-6 шт.;
6.	Разъединители	110кВ-2шт.; 35кВ-14шт.; 10кВ-3шт.
7.	Компенсирующие устройства (ШР, БСК, СК, СТК...)	
8.	Токоограничивающие и специальные реакторы	
9.	Трансформаторы напряжения	ТН-35- 2шт. ТН-10кВ-2шт.
10.	Трансформаторы тока	ТТ-10кВ-64шт
11.	Грозозащита	-
12.	Аккумуляторная батарея	-
13.	Масляное хозяйство	
14.	Компрессорное хозяйство	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
15.	Устройство для подъема трансформатора	
16.	Дизель-генераторы (мощность, параметры, схема подключения)	
17.	Собственные нужды (схема, источники)	ТМ-63/10; ТМ-100/10

Продление времени качественной работы трансформаторов является важнейшей задачей повышения надежной работы структур энергоснабжающих компаний [9].

Работа силового трансформатора в среднем составляет двадцать, тридцать лет. Это – нормальный его период работы. В тоже время, если трансформатор работал со значительными перегрузками или с нарушением эксплуатационных требований, приводящих к ухудшению состояния масла, то работоспособный период его работы резко сокращается. Замена трансформатора – это наиболее дорогостоящее мероприятие. Поэтому диагностике состояния трансформаторов, и в частности анализу химического состава трансформаторного масла, в настоящее время уделяется особое внимание.

«Замена трансформатора – это большие затраты, которые могут обойтись намного дороже, когда трансформатор неожиданно выйдет из строя, и менять его придется во время незапланированного и дорогостоящего отключения электроэнергии» [9].

На собственные нужды подстанции и предприятия ПО «Плесецкие электрические сети» используются два трансформатора ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМ-63/10. Известно, что они 1963 года выпуска и введены в эксплуатацию в 1964 году [15].

Информации о потребляемой энергии электроприёмников, на линии с одним трансформатором, не всегда достаточно. На производственных объектах существует порядок ввода оборудования в эксплуатацию. Проводится анализ и расчёт потребляемой нагрузки. Предполагается, что все потребители не включают нагрузку одновременно. Ещё берут во внимание

дополнительные возможные подключения и увеличение мощностей производства. Для того чтобы выбрать силовой трансформатор по мощности, составляется график среднесуточной, полной активной нагрузки подстанции и определяется длительность максимальной нагрузки.

Если объектом электроснабжения является жилой многоквартирный дом, то при определении мощности трансформатора, питающего данный объект, учитывается время года. Зимой на нагрузку может влиять включение приборов электрического обогрева, а летом – подключение кондиционеров.

Для проведения персоналом операций по выполнению оперативных переключений на ПС 151 «Плесецк» используются силовые выключатели требуемых классов напряжений, разнообразных моделей и конструкций. В таблице 2 приведён перечень выключателей и их основные технические характеристики, установленных на ПС 151 «Плесецк».

На основе анализа данных таблицы 2 можно сделать вывод, что отдельные выключатели находятся в эксплуатации очень давно. Это, в частности, относится к масляным выключателям типов С-35/630/10, С-35М, ВМП-10К и ВМП-10П. Их обслуживание является весьма затратным мероприятием, эксплуатационный ресурс находится на пределе. Это – оборудование, которое может подлежать замене при реконструкции. Для экономии средств и уменьшения трудозатрат необходимо рассмотреть возможность замены выключателей в любом виде КРУ и КСО, которые устанавливаются в разных положениях. Это позволит не менять схемы вторичных соединений. Кроме того, следует предусмотреть решения, направленные на безопасность персонала, например, за счёт применения механической блокировки и кнопки отключения.

Таблица 2 – Выключатели, установленные на ПС 151 «Плесецк»

№ п/п	Напряжение, кВ	№ ячейки	Присоединение, диспетчерское наименование	Тип выключателя	Ном. ток, А	Ток откл., кА	Собственное время отключения, с	Полное время отключения, с	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию	Тип привода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	35		МВ-35-Наволок	С-35/630/10	630	10	0,08		1978	1979	ШПЭ-12
2	35		МВ-35-ППТФ-1	С-35/630/10	630	10	0,08		1980	1981	ШПЭ-12
3	35		СМВ-35	С-35/630/10	630	10	0,08		1989	1990	ШПЭ-11
4	35		МВ-35-ППТФ-2	С-35/630/10	630	10	0,08	0,15	1978	1980	ШПЭ-12
5	35		МВ-35-1Т	С-35М	630	10	0,08		1989	1990	ШПЭ-12
			МВ-35-2Т	С-35М	630	10	0,08		1989	1990	ШПЭ-12
6	10	яч.6	МВ-10-1Т	ВМП-10К	1500	20			1970	1971	ППМ-10
7	10	Яч.20	МВ-10-2Т	ВМП-10П	1500	20	0,11	0,3	1963	1964	Привод встроенный
8	10	Яч.1	МВ-10-ТСН-3,5	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969	1970	ППМ-10
9	10	Яч.3	МВ-10-151-03	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969	1970	ППМ-10
10	10	Яч.5	ВВ-10-ТСН-1	ВВ/TEL-10	1000	12,5			2013	2014	БУ/TEL
11	10	Яч.7	Без присоединения	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969		ППМ-10
12	10	Яч.9	Без присоединения	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969		ППМ-10
13	10	Яч.11	МВ-10-151-11	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969	1970	ППМ-10
14	10	Яч.13	МВ-10-151-13	ВМП-10К	600	20	0,11	0,3	1969	1970	ППМ-10
15	10	Яч.15	МВ-10-СЖД-2	ВМП-10П	630	20	0,11	0,3	1970	1971	Привод встроенный
16	10	Яч. 17	ВВ-10-151-17	ВВ/TEL-10	1000	12,5			2013	2014	БУ/TEL-100/220-12-03А
17	10	Яч.19	Без присоединения	ВМП-10П	630	20	0,11	0,3	1969		ППМ-10
18	10	Яч.21	МВ-10-151-21	ВМП-10П	630	20	0,11	0,3	1970	1971	Привод встроенный
19	10	Яч.23	МВ-10-ТСН-2	ВВ/TEL-10	1000	12,5			2013	2014	БУ/TEL-100/220-12-03А
20	10	Яч. 25	МВ-10-151-25	ВМП-10П	630	20	0,11	0,3	1970	1971	Привод встроенный
21	10	Яч.27	МВ-10-ТСН-4,6	ВМП-10П	630	20	0,11	0,3	1970	1971	Привод встроенный

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Напряжение, кВ	№ ячейки	Присоединение, диспетчерское наименование	Тип выключателя	Ном. ток, А	Ток откл., кА	Собственное время отключения, с	Полное время отключения, с	Дата изготовления	Дата ввода в эксплуатацию	Тип привода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	10	Яч.29	ВВ-10-151-29	ВВ/ТЕЛ-10	1000	12,5			2012	2013	БУ/ТЕЛ-100/220-12-03А
23	10	Яч.31	МВ-10-СЖД-1	ВМПЭ-10	630	31,5	0,12	0,3	1988	1989	ПЭ-11
24	10	Яч.33	ВВ-10-151-33	ВМПЭ-10	630	31,5	0,12	0,3	1988	1989	ПЭ-11
25	10	Яч.35	МВ-10-151-35	ВВМ-СЭЩ-10	1000	20			2011	2012	БУ/ВВСЭЩ-А1
26	10	Яч.37	МВ-10-ГРС-1	ВМПЭ-10	630	31,5	0,12	0,3	1988	1989	ПЭ-11
27	10	Яч.39	ВВ-10-151-39	ВВМ-СЭЩ-10	1000	20			2011	2012	БУ/ВВСЭЩ-А1
28	10	Яч.30	ВВ-10-151-30	ВВМ-СЭЩ-10	1000	20			2011	2012	БУ/ВВСЭЩ-А1
29	10	Яч.28	ВВ-10-151-28	ВВ/ТЕЛ-10	1000	12,5			2012	2013	БУ/ТЕЛ-100/220-12-03А
30	10	Яч.41	МВ-10-151-41	ВМПЭ-10	630	31,5	0,12	0,3	1988	1989	ПЭ-11
31	10	Яч.32	МВ-10-151-32	ВМПЭ-10	630	31,5			1988	1989	ПЭ-11
32	10	Яч.34	МВ-10-151-34	ВВМ-СЭЩ-10	1000	20			2012	2013	БУ/ТЕЛ-100/220-12-03А
33	10	Яч. 36	Без присоединения	ВМПЭ-10	630	31,5			2007	2008	БУ/ТЕЛ-100/220-12-03А
34	10	Яч.38	ВВ-10-ГРС-2	ВВ/ТЕЛ-10	1000	12,5			1988		ПЭ-11
35	10	Яч.40	Без присоединения	ВМПЭ-10	630	31,5	0,12	0,3	2012	2013	БУ/ТЕЛ-100/220-12-03А
36	10	Яч.42	ВВ-10-151-42	ВВМ-СЭЩ-10	1000	20					

1.2 Характеристика участков воздушных и кабельных линий

Проведем анализ воздушных и кабельных линий с целью возможной замены оборудования. В таблицах 3 и 4 приведены характеристики воздушных линий (ВЛ) и отходящих фидеров от ПС 151 «Плесецк».

Из таблицы 5 видим, что провода линий электропередач эксплуатируются длительное время, а современные технологии дают возможность использовать материалы с лучшими показателями [17].

Сравним и рассмотрим на предмет замены различные марки проводов для воздушных линий. В таблице представлены сравнительные характеристики СИП и неизолированных проводов.

Электропередача по воздушным линиям, выполненным неизолированными проводами, имеет существенные недостатки:

- обрыв неизолированных проводов может привести к поражению током людей и животных;
- воздействие порывов ветра приводит к свистыванию проводов, в результате чего случаются возгорания;
- необходимо периодически организовывать чистку трасс, обрезку крон деревьев.

Замена неизолированных проводов на самонесущие изолированные провода (СИП) обеспечивают лучшую надежность и электробезопасность ВЛ при не большом увеличении затрат на их подвес (примерно на 20 процентов). С помощью СИП прокладывают: магистральные линии электропередач, отпайки от ВЛ, подводы к жилым домам.

Данные параметры сравним с аналогичными данными для провода, который предварительно рассматривается в качестве возможной замены. Для замены будем использовать вариант с лучшими технико-экономическими показателями [21].

Таблица 3 – Характеристики ВЛ в ПО «Плесецкие электрические сети»

Плесецкий РЭС																													
№	Диспетчерское наименование подстанции 35-110-220/6-10 кВ	Диспетчерское наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Протяжённость ВЛ по трассе, км	Количество опор, шт.				Протяжённость проводов, пр., км												Количество разрядников, шт.				Количество разъединителей на линии, шт.			Количество отходящих ТП (в т.ч. абонентские)	
					Общее	В том числе			Всего	В том числе												Общее	В том числе			Общее	В том числе		
						Деревянные (в т.ч. на ж/б. приставках)	Железобетонные (в т.ч. и на ж/б приставках)	Металлические		А-25	А-35	А-50	АС-16	А-70 и выше	АС-25	АС-35	АС-50	АС-70 и выше	СИП-3	Общее	трубчатых		вентельных	ОПН	Разъединители ТП		Секционирующих линейных		
																											Разъединители ТП		Секционирующих линейных
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
Участок – Плесецк-посёлок																													
1	ПС-151 Плесецк	ВЛ-10-151-42	198 4	2,3	53	0	0	0	6, 2	0	0	0	0	5, 6	0	0	0, 2	0	0, 2	3	0	0	3	2	0	2	13		
2	ПС-151 Плесецк	ВЛ-10-151-41	199 0	6,43	48	0	48	0	7, 8	0	0	0	0	1, 8	0	1	0	5, 4	0	15	0	15	0	3	0	3	10		
3	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-05	201 1	1,16	29	0	29	0	3, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3, 5	0	0	0	0	3	3		3		
4	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-11	201 2	5,59	10 8	2	10 6	0	17	0	0	5	0	0	0	1	5, 3	1, 2	4, 1	0	0	0	0	4	0	4	12		
5	ПС-151 Плесецк	ВЛ-10-151-39	199 5	3,9	57	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0, 1	12	0	6	6	8	0	8	12		
Итого по участку Плесецк-посёлок				19,3 8	29 5	2	18 3	0	46	0	0	5	0	7	0	2	6	18	8	30	0	21	9	20	3	17	50		

Продолжение таблицы 3

№	Диспетчерское наименование подстанции 35-110-220/6-10 кВ	Диспетчерское наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Протяжённость ВЛ по трассе, км	Количество опор, шт.				Протяжённость проводов, пр., км											Количество разрядников, шт.				Количество разъединителей на линии, шт.			Количество отходящих ТП (в т.ч. абонентские)	
					Общее	В том числе			Всего	В том числе											Общее	В том числе			Общее	В том числе		
						Деревянные (в т.ч. на ж/б. приставках)	Железобетонные (в т.ч. и на ж/б приставках)	Металлические		A-25	A-35	A-50	АС-16	A-70 и выше	АС-25	АС-35	АС-50	АС-70 и выше	СИП-3	Общее		трубчатых	вентельных	ОПН		Разъединители ТП		Секционирующие линейных
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Плесецкий участок																												
1	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-09	1996	1,3 5	19	0	19	0	4, 1	0	0	0	0	0	0	0	0	4, 1	0	6	0	6	0	2	0	2	3	
2	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-06	1975	2	30	28	2	0	6	0	0	0	0	0	0	4	0	2, 3	0	0	0	0	0	1	0	1	2	
3	ПС-153 Обозерская	ВЛ-10-153-14	1999	22, 3	33 7	0	33 7	0	67	0	0	0	0	0	0	0	0	67	0	3	0	0	3	5	0	5	9	
4	ПС-153 Обозерская	ВЛ-10-153-11	1975	30, 5	30 4	30 4	0	0	91	0	0	0	0	0	71	21	0	0	0	6	0	6	0	1	0	1	6	
5	ПС-153 Обозерская	ВЛ-10-153-06	1975	0,1 3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	1	0	1	0	
6	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-20	1991	13	19 2	0	19 2	0	39	0	0	0	0	0	0	0	0	39	0	3	0	3	0	2	0	2	8	
7	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-19	1998	12, 4	20 2	15	18 7	0	37	0	0	0	0	0	0	0	30	3, 6	4	0	0	0	0	0	0	0	11	

Продолжение таблицы 3

Плесецкий РЭС																																	
№	Диспетчерское наименование подстанции 35-110-220/6-10 кВ	Диспетчерское наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Протяжённость ВЛ по трассе, км	Количество опор, шт.				Протяжённость проводов, пр., км										Количество разрядников, шт.				Количество разъединителей на линии, шт.			Количество отходящих ТП (в т.ч. абонентские)							
					Общее	В том числе			Всего	В том числе										Общее	В том числе			Общее	В том числе								
						Деревянные (в т.ч. на ж/б. приставках)	Железобетонные (в т.ч. и на ж/б приставках)	Металлические		А-25	А-35	А-50	АС-16	А-70 и выше	АС-25	АС-35	АС-50	АС-70 и выше	СИП-3		трубчатых	вентельных	ОПН		Разъединители ТП		Секционирующие линейных						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	28
8	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-17	19 96	0,9	13	1	12	0	2, 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2, 7	0	6	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-РП1-16	19 96	2,03 5	30	30	0	0	6, 1	0	0	0	0	4, 7	0	0	0	0	1, 4	0	0	0	0	0	3	0	0	3	0	0	0	5	
10	РП-1 (Комплекс)	ВЛ-10-151-32	19 96	2,7	27	0	27	0	8, 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8, 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-13	19 75	0,65	11	0	11	0	0, 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0, 7	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
12	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-17	19 83	3,6	57	0	57	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7, 5	3, 3	6	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
13	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-34	19 75	1,5	14	14	0	0	4, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	1, 8	2, 7	0	3	0	3	0	11	0	1	1	0	0	0	12	

Продолжение Таблицы 3

Плесецкий РЭС																												
№	Диспетчерское наименование подстанции 35-110-220/6-10 кВ	Диспетчерское наименование ВЛ	Год ввода в эксплуатацию	Протяжённость ВЛ по трассе, км	Количество опор , шт.				Протяжённость проводов, пр.*км.											Количество разрядников, шт.				Количество разъединителей на линии, шт.			Количество отходящих ТП (в т.ч. абонентские)	
					Общее	В том числе			Всего	В том числе											Общее	В том числе			Общее	В том числе		
						Деревянные (в т.ч. на ж/б. приставках)	Железобетонные (в т.ч. и на ж/б приставках)	Металлические		А-25	А-35	А-50	АС-16	А-70 и выше	АС-25	АС-35	АС-50	АС-70 и выше	СИП-3	трубчатых		вентельных	ОПН	Разъединители ТП		Секционирующие линейных		
																												7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
14	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-25	1975	1,4	23	0	23	0	4,2	0	0	0	0	0	0	0	0	4,2	0	3	0	3	0	2	0	2	4	
15	ПС-115 "Пуксоозеро"	ВЛ-6-115-01	1976	7,95	103	103	0	0	24	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	0	1	
16	ПС-115 "Пуксоозеро"	ВЛ-6-115-09	1976	2,1	33	33	0	0	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
17	ПС-115 "Пуксоозеро"	ВЛ-6-115-05	1976	6,92	83	83	0	0	21	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	3	0	0	3	0	0	6	
18	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-33	1996	2,7	27	0	27	0	8,1	0	0	0	0	0	0	0	0	8,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	ПС-151 110/35/10 кВ Плесецк	ВЛ-10-151-35	1994	4,8	70	45	25	0	14	0	0	0	0	0	0	0	5,2	9,2	0	6	0	6	0	7	0	7	17	
Итого по Плесецкому участку				121	1617	697	920	0	361	0	0	0	11	5	83	24	37	#	84	54	05	9	35	0	35	100		

Таблица 4 – Кабельные линии ПО «Плесецкие электрические сети»

Плесецкий РЭС														
Наименование фидера, КЛ	Количество КЛ -6-10 кВ	Протяженность КЛ по трассе										Тип и марка кабеля	Общее количество соединительных муфт	Марка, тип
		Всего	В том числе сечением, мм ²											
			3x25	3x35	3x50	3x70	3x95	3x120	3x150	3x185	3x240			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Плесецк-поселок														
ВЛ-10-151-42 (ЗРУ-оп. №1)		0,4	0	0	0	0	0	0,4	0	0	0	АСБЗ		
ВЛ-10-151-42 (оп. №34/2-ТП49)		0,43	0	0	0	0	0,43	0	0	0	0	ААШВ		
ВЛ-10-151-42 (ТП5-ТП16)		0,4	0	0	0,4	0	0	0	0	0	0	ААШВ		
ВЛ-10-151-42 (ТП16-ТП35)		0,55	0	0	0	0	0,55	0	0	0	0	ААБЛу		
ВЛ-10-151-41 (ТП49-ТП50)		0,45	0	0	0	0	0	0,45	0	0	0	ААШВу		
ВЛ-10-151-41 (оп. №30-ТП7)		0,08	0	0	0	0	0,08	0	0	0	0	АСБ		
ВЛ-10-151-41 (ТП30-ТП46)		0,74	0	0	0	0	0,74	0	0	0	0	АСБ		
ВЛ-10-151-35 (оп. №7-ТП45)		0,21	0	0	0	0	0	0,21	0	0	0	ЦАБЛу		
ВЛ-10-151-34 (оп. №7-ТП45)		0,2	0	0	0	0	0	0,2	0	0	0	ЦАБЛу		
ВЛ-10-151-35 (оп. №9-ТП37)		0,11	0	0	0	0,11	0	0	0	0	0	АСБ		
ВЛ-10-151-34 (оп. №9-ТП37)		0,1	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	СБЛ		
ВЛ-10-РП1-05 (РП-оп. №1)		0,08	0	0	0	0	0,08	0	0	0	0	NA2XSEY		

Продолжение таблицы 4

Плесецкий РЭС															
Наименование фидера, КЛ	Количество КЛ -6-10 кВ	Протяженность КЛ по трассе										Тип и марка кабеля	Общее количество соединительных муфт	Марка, тип	
		Всего	В том числе сечением, мм ²												
			3x25	3x35	3x50	3x70	3x95	3x120	3x150	3x185	3x240				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ВЛ-10-РП1-11 (РП-оп. №1)		0,15	0	0	0	0	0	0,15	0	0	0	2*ААБЛу			
ВЛ-10-151-39 (ТП12-ТП78)		0,41	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	АПВПуг-10			
Итого по участку Плесецк-поселок	14	4,31	0	0	0,81	0,21	1,88	1,41	0	0	0				

Продолжение таблицы 4

Наименование фидера, КЛ	Количество КЛ -6-10 кВ	Протяженность КЛ по трассе										Тип и марка кабеля	Общее количество соединительных муфт	Марка, тип	
		Всего	В том числе сечением, мм ²												
			3x25	3x35	3x50	3x70	3x95	3x120	3x150	3x185	3x240				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Плесецкий участок															
ВЛ-10-151-34 (ЗРУ-оп. №1)		0,3	0	0	0	0	0	0,3	0	0	0	ААШВу			
ВЛ-10-РП1-06 (РП-оп. №1)		0,07	0	0	0	0	0	0,07	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-16 (РП-оп. №1)		0,06	0	0	0	0	0	0,06	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-09 (РП-оп. №1)		0,08	0	0	0	0	0	0,08	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-17 (РП-оп. №1)		0,07	0	0	0	0	0	0,07	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-19 (РП-оп. №1)		0,1	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-19 (РП-оп. №1/1)		0,15	0	0	0	0,15	0	0	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-17 (ТП111-ТП113)		0,2	0	0	0	0	0,2	0	0	0	0	АСБ			
ВЛ-10-151-33 Комплекс-1		0,67	0	0	0	0	0,07	0,6	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-151-32 Комплекс-2		0,67	0	0	0	0	0,07	0,6	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-РП1-20 (РП-оп. №1)		0,05	0	0	0	0	0,05	0	0	0	0	ААБлу			
ВЛ-10-151-35 (ЗРУ-оп. №1)		0,3	0	0	0	0	0	0,3	0	0	0	ААШВу			
ВЛ-10-151-17 (ЗРУ-оп. №1)		0,55	0	0	0	0	0	0,55	0	0	0	2*АСБ			
ВЛ-10-151-13 (ЗРУ-оп. №1)		0,2	0	0	0	0	0,2	0	0	0	0	ААШВ			
ВЛ-10-151-25 (ЗРУ-оп. №1)		0,2	0	0	0	0	0,2	0	0	0	0	ААШВ			
ВЛ-10-151-25 (оп. №1-оп. №2)		0,1	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	АСБ			

Продолжение таблицы 4

Наименование фидера, КЛ	Количество КЛ -6-10 кВ	Протяженность КЛ по трассе										Тип и марка кабеля	Общее количество соединительных муфт	Марка, тип	
		Всего	В том числе сечением, мм ²												
			3x25	3x35	3x50	3x70	3x95	3x120	3x150	3x185	3x240				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ВЛ-10-153-14 (ЗРУ-оп. №1)		0,14	0	0	0	0,14	0	0	0	0	0	2*АСБ			
ВЛ-10-153-14 (оп. №1-оп. №2)		0,1	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	АСБ			
ВЛ-10-153-11 (ЗРУ-оп. №1)		0,25	0	0	0	0	0,25	0	0	0	0	ААШВ			
КЛ-10-151-03 (ЗРУ-ТП61)		0,18	0	0,18	0	0	0	0	0	0	0	АСБ			
КЛ-10-151-30 (ЗРУ-ТП61)		0,2	0	0	0,2	0	0	0	0	0	0	ААШВ			
Итого по Плесецкому участку	22	4,735	0	0,18	0,2	0,49	1,235	2,63	0	0	0				

На воздушных линиях, где провода ещё не заменены на СИП, в порядке текущей эксплуатации следует произвести их замену. Это позволит улучшить показатели по техническим потерям и безопасности обслуживания ВЛ. На рисунке 3 показан монтаж самонесущего изолированного провода на воздушной линии электропередачи.



Рисунок 3 – Замена на СИП проводов ВЛ согласно [21]

В качестве аргумента при выборе провода марки СИП для воздушных линий Плесецких распределительных сетей можно рассматривать тот факт, что такие провода уже используются при новых присоединениях и ремонтах линий. На ремонтные и восстановительные работы оборудование заказывается, осуществляется поставка материалов и комплектуется на складах предприятия.

1.3 Анализ системы уличного освещения Плесеца

Возможную модернизацию уличного освещения посёлка Плесецк, по улице Юбилейная, рассмотрим на примере фидера №4 ВЛ 0,4 кВ от ТП 53 ВЛ 10-151-35 ПС «Плесецк». На данной отпайке установлены светильники типа ДРЛ-250.

«Лампа ДРЛ, газоразрядная лампа высокого давления типа ДРЛ (дуговая ртутная с люминофором) сочетает высокую световую отдачу с возможностью сосредоточить в относительно небольшом объёме значительную световую энергию. Эти лампы используются в светильниках, предназначенных для освещения улиц, больших производственных площадей, участков открытых пространств, производственных помещений высотой 3-5 м. Для ламп данного типа характерны следующие особенности:

- лампы включаются в сеть с использованием соответствующей пускорегулирующей аппаратуры, обеспечивающей зажигание лампы, нормальный режим и устранение радиопомех;
- положение горения произвольное, однако, при горизонтальном положении немного уменьшается световая отдача и срок службы лампы;
- колебания напряжения источника питания не должны превышать 10 процентов, частоты 1Гц;
- стабилизация параметров наступает через 5-7 мин после включения;
- повторное зажигание возможно только после остывания лампы, для чего требуется 10-15 мин;
- в случае разрушения внешней колбы при эксплуатации необходимо отключить лампу от питающей сети, чтобы исключить вредное воздействие на живые организмы и растения УФ излучения;
- в случае боя лампы и кварцевой горелки следует собрать ртуть резиновой грушей, а место, где разбилась лампа, промыть 0,1 процентным водным раствором перманганата калия». [10]

На рисунке 4 представлена схема уличного освещения, имеющего место в посёлке Плесецк.

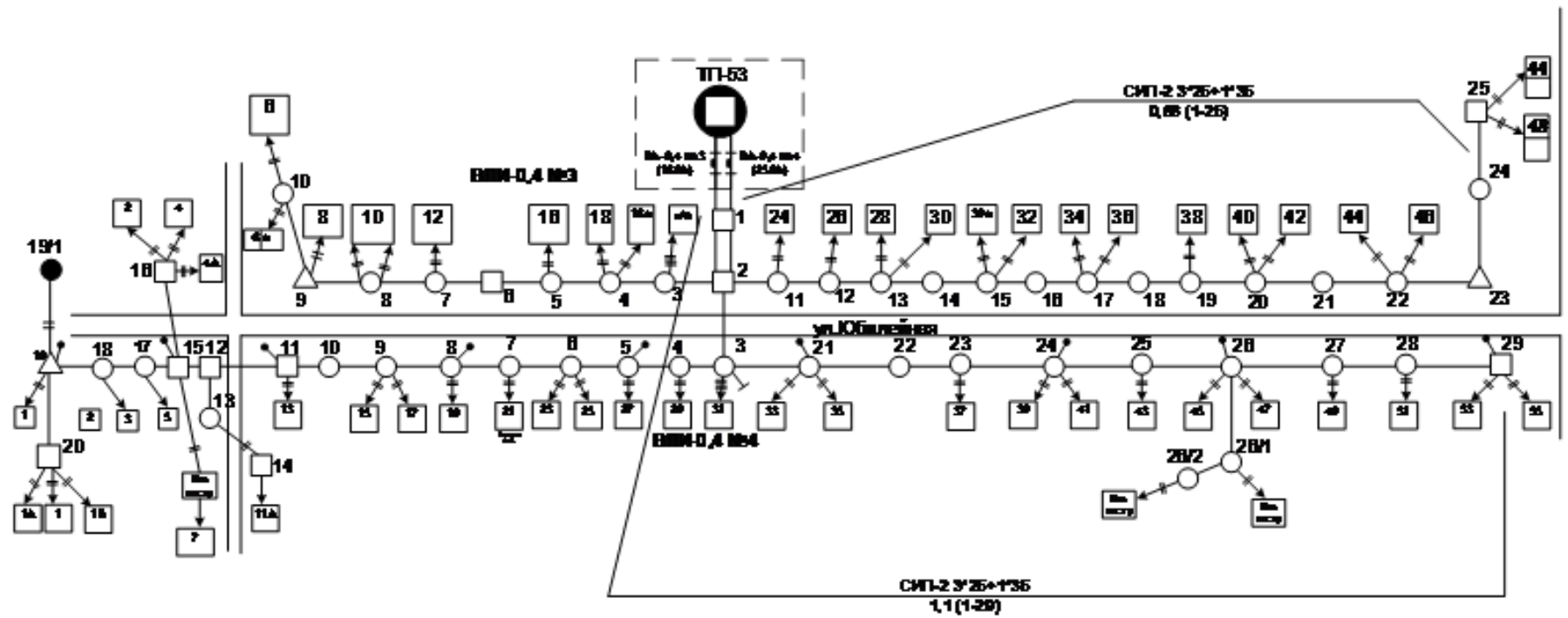


Рисунок 4 – Схема уличного освещения ул. Юбилейной п. Плесецк

Не секрет, что светодиодные светильники при похожих характеристиках по освещённости имеют лучшие показатели по энергопотреблению, весу, парусности, размерам, экологическим нормам и по ряду других критериев. Значит, замена на светильники нового поколения является оптимальным решением с учетом стремления к лучшим показателям по энергоэффективности [8].

У светодиодных излучателей лучшие коэффициенты неравномерной освещенности и уменьшения яркости. При меньшей мощности, чем у люминесцентных и ламп накаливания, обеспечивается больший световой поток. LED-технология имеет длительный срок службы. Поэтому расходы на замену ламп будут ниже. Кроме того, считается, что внедрение светильников, изготовленных по технологии LED улучшит экологическую обстановку. Минимум токсичных материалов, что благоприятно для окружающей среды и не влечёт дополнительных затрат на утилизацию.

Для снижения энергопотребления фидера 11Д будем проводить модернизацию уличного освещения. Конкретно, проведём замену ламп ДРЛ-250 на светильники типа ДКУ 1002-50Д ИЕК.

На рисунке 5 представлен внешний вид анализируемого светильника.



Рисунок 5 –Уличный светодиодный светильник ДКУ 1002-50Д ИЕК [39]

Распределение световых приборов вне помещений производится только после создания проекта. При тщательной проработки различных вариантов создаются интересные, а главное безопасные световые решения, для мест отдыха и объектов городской инфраструктуры.

«Согласно ГОСТ Р 55706-2013 объекты улично-дорожной сети делятся на классы, каждый из которых требует определенную яркость искусственного света, определяемого в канделах на квадратный метр (кд/м.кв). Различаются следующие классы улично-дорожной сети.

– Класс А ($1,2 \div 2,0$ кд/м.кв) включает дороги с интенсивным движением транспорта (магистраль, федеральные трассы).

– Класс Б ($1 \div 1,2$) объединяет пути городского и районного предназначения.

– Класс В ($0,4 \div 0,8$) состоит из дорог в жилой застройке в центре города и за его пределами, а также промышленных зонах.

– Класс П ($0,1 \div 0,3$) включает пешеходные улицы, аллеи, тротуары, площади перед зданиями общественного пользования.

Средняя освещенность объектов, измеряемая в Люксах (лк), для наиболее востребованных объектов имеет следующие значения:

- Площадь перед входом в развлекательное здание – 20;
- Пешеходные улицы и детские площадки – 10;
- Вход в парк или на стадион – 6;
- Тротуары – 4;
- Центральные и второстепенные аллеи парков – 2.

Еще один документ, который должен учитываться при расчёте уличного освещения – это СНиП 23-05-95. Здесь указаны значения горизонтальной освещенности (лк) многих объектов городской инфраструктуры:

- Мостики для пешеходов – 10;
- Спортивные площадки – 10;
- Подходы к различным площадкам – 4,
- Площадь торгового центра – 4.» [38]

«При расчётах наружной освещенности фасадов и витрин с учетом требований к яркости фасада и степенью отражения в зависимости от материала отделки рекомендуется использовать СНиП 23-05-95». [38]

В целом на текущий день используется три метода светотехнического расчета наружного освещения, которые рассмотрим ниже.

Во-первых, это – точечный метод. Его суть заключается в вычислении показателей для каждого подключаемого светильника. Преимущество метода состоит в возможности рассчитать неравномерный свет. Главный недостаток – трудоёмкость. Это ручной способ, требующий большого внимания.

Во-вторых, это метод расчёта с коэффициентом светового потока. Это весьма трудозатратный способ. Поскольку при его применении учитываются отражаемость предметов, распределение излучения, использование светового потока. Данным методом чаще всего проектируют внутренний свет.

Третий вариант – это метод удельных мощностей. Он является наиболее популярным среди ручных способов благодаря своей простоте (в сравнении с предыдущими). Этим методом находим расчётное число осветительных приборов, при этом используем нормативы и обычные исходные данные.

Выбор метода расчёта в целом зависит от вида решаемой задачи. Для наших целей более приемлемым является третий метод. Для примера приведём светотехнический расчёт освещения детской площадки расположенной рядом с домом [20].

Количество осветительных приборов рассчитаем по формуле (1):

$$L = \frac{E \cdot S \cdot N \cdot K}{F \cdot X}, \quad (1)$$

где E – освещённость, Лк. Согласно СНиП $E=10$ Лк; S – площадь, м²; N – коэффициент неравномерной освещенности; F – световой поток одного светильника, Лм; X – коэффициент отражения; K – коэффициент, учитывающий снижение яркости светильника.

N – коэффициент неравномерной освещенности. Это отношение максимальной освещенности к минимальной. Этот коэффициент для разных типов ламп имеет разные значения. Например, $N = 1,15$ – для ламп накаливания, $N = 1,1$ – для люминесцентных ламп, $N = 1$ – для светодиодных светильников. K – коэффициент, позволяющий измерить уменьшение яркости от загрязнения, запыления или затёртости отражателя или защитного корпуса. На показатели влияют различные факторы, от модели лампы и до степени запыленности среды. Обычно принимают $K = 1,5$ – для лампы накаливания, $K = 1,4$ – для газоразрядных ламп, $K = 1$ – для светодиодных светильников. Значение этого параметра окончательно убеждает выбрать светодиоды. Количество осветительных приборов будет меньшим, что влечёт меньшие затраты. F – световой поток одного светильника. Это числовое значение излучаемого света, измеряется в Люменах (лм). Данный параметр является паспортным. Найти его значение можно умножив мощность лампы на коэффициент светимости или внимательно изучив данные производителя. В нашем случае – $F=3735$ лм. X – коэффициент, находится, из отражающей способности объектов и строений для расчётного периметра площадки. По СНиПу находим его значение. Рядом находится дом, который препятствует равномерности распределения света, его фасад облицован розовым силикатным кирпичом. Значит на место « X » ставим 0,3.

Нужные данные определены, производим расчет освещения уличным светильником детской площадки:

$$L = \frac{10 \cdot 150 \cdot 1 \cdot 1}{3735 \cdot 0,3} = 1,34.$$

Есть вариант установки одного светильника рассчитанной мощности, или меньшей, но тогда нужно использовать два осветительных прибора.

Проведём расчет освещения проезжей части на территории строящихся домов. Главным аспектом расчета светодиодного уличного освещения автомобильной трассы является выверка расстояния между светильниками.

Предполагаемая ширина проезжей части составляет 6 метров, а расстояние до крепления консольных светильников на столбах 9 метров.

Расчёт выполняем по формуле:

$$F = L \cdot K \cdot \frac{\pi}{N}, \text{ где} \quad (2)$$

F – искомое расстояние в метрах, L – яркость дорожного покрытия.

Покрытие дороги относится к классу В3, его яркость равна 0,6 кд/м.кв.

$K = 1$ – коэффициент накаливания, который для светодиодного светильника равен единице. N – коэффициент светового потока, который составит 0,05.

Применяя приведённые выше числовые значения, производим расчёт:

$$F = \frac{0,6 \cdot 1 \cdot 3,14}{0,05} = 37,68.$$

Расстояние между фонарями должно быть равным 37,68 м.

1.4 Система учёта расхода электроэнергии в Плесецке

Расчет потерь электроэнергии в сети 10/6 кВ проводится методом средних нагрузок.

Для автоматизации рабочих процессов по учёту электроэнергии на предприятии ПО «Плесецкие электрические сети» используется программный комплекс по расчету технологических потерь – РТП-3. Расчеты в РТП-3 выполняются на основании инструкций Минэнерго, комплекс зарегистрирован в Минюсте. По подстанции 151 «Плесецк» опрос проводится программным комплексом «Пирамида-сети».

«Информационно-измерительные системы контроля и учёта энергопотребления «Пирамида» предназначены для измерений электрической энергии и мощности, коммерческого и технического учёта энергоресурсов — автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении. ИИС «Пирамида» используется для построения комплекса многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС). Для комплексного учёта энергоносителей, в частности, систем коммерческого

учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), а также для использования в комплексах устройств телемеханики многофункциональных и автоматизированных системах управления технологическим процессом (АСУ ТП)». [7]

Система опроса в п. Плесецк включает частично удаленный опрос счётчиков МКД (многоквартирные дома), часть показаний приборов учёта передают собственники по телефонной связи. Основная масса это 98 процентов, визуальное снятие показаний со счетчиков учёта потребителей.

Сейчас в ПО «Плесецкие электрические сети» реализуется учет электроэнергии на базе сплит системы ПУ НПО Мир. Устанавливаются приборы учёта на опорах ВЛ, которые контролируют дополнительные нагрузки пользователей, и не зависимо от потребителей, показания передаются на сервер сбора и учёта данных. В таблице 5 представлены поступления электроэнергии за декабрь 2020 года на трансформаторы Т1 и Т2 подстанции «Плесецк».

Выводы к разделу 1

Проведённый анализ показал, что применяемое в настоящее время на подстанции ПС 151 «Плесецк» и в городских распределительных сетях электрооборудование создаёт повышенные электрические потери, которые можно значительно сократить при реконструкции. Для разработки конкретного плана мероприятий и проведения реконструкции нужно решить ряд задач. Основными из них являются:

- Анализ современного энергоэффективного электрооборудования, установка которого возможна в сетях г. Плесецка.
- Расчет потерь в действующем силовом оборудовании и ЛЭП.
- Расчет потерь в оборудовании и ЛЭП после реконструкции.
- Технико-экономическая оценка предлагаемой реконструкции.

Таблица 5– Расчёт поступления электроэнергии в ПО «Плесецкие электрические сети» за 12.2020г.

Номера счетчиков	Подстанция	Класс напряжения	Наименование объекта учета	расчётный коэффициент	Поступление эл. энергии в филиал				Отпуск эл. энергии из филиала				Сальдо
					Показания счётчиков		разность показаний счётчика	количество электроэнергии учётной счётчиком	Показания счётчиков		разность показаний счётчика	количество электроэнергии учётной счётчиком	
					на 0 часов 1 числа текущего месяца	на 0 часов 1 числа предыдущего месяца			на 0 часов 1 числа текущего месяца	на 0 часов 1 числа предыдущего месяца			
								кВтч				кВтч	кВтч
0127217 2	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Плесецк-1	6600 0	148,979275	148,979275	0,00	0,0	5759,99612 5	5621,00337 5	138,9 9	9 173 522,0	-9 173 522
0127212 5	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Плесецк-2	6600 0	103,017350	103,015150	0,00	145,0	6090,33267 5	5993,68185 0	96,65	6 378 954,0	-6 378 809
0127213 3	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Шалакуша	6600 0	5296,35025 0	5173,31740 0	123,0 3	8 120 168,0	203,651425	203,470350	0,181	11 951,0	8 108 217
0127212 8	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Конеево	6600 0	3439,28480 0	3369,68045 0	69,60	4 593 887,0	2,634225	2,634225	0,00	0,0	4 593 887
0127214 5	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Объект-1	6600 0	4603,08972 5	4532,85512 5	70,23	4 635 484,0			0,00	0,0	4 635 484
0127216 7	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Объект-2	6600 0	4605,97875 0	4542,96310 0	63,02	4 159 033,0			0,00	0,0	4 159 033
0127216 5	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 Пуксоозеро	6600 0	205,952975	202,910950	3,04	200 774,0			0,00	0,0	200 774
0127213 7	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 СОБР-1	6600 0	1370,46360 0	1343,17795 0	27,29	1 800 853,0			0,00	0,0	1 800 853
0127214 2	ПС Плесецк	11 0	ВЛ-110 СОБР-2	6600 0	925,231250	915,350675	9,88	652 118,0			0,00	0,0	652 118
0127217 4	ПС Плесецк	11 0	1Т-110	4400 0	4380,98800 0	4304,77427 5	76,21	3 353 404,0			0,00	0,0	3 353 404
0127216 6	ПС Плесецк	11 0	2Т-110	4400 0	3281,10132 5	3221,57187 5	59,53	2 619 296,0			0,00	0,0	2 619 296
0127212 4	ПС Плесецк	11 0	ОМВ-110 ВЛ-110кВ Объект- 2 с 10:49 14.12.2020 по 19:16 16.12.2020	6600 0	446,459075	440,702575	5,76	379 929,0	96,252425	96,252425	0,00	0,0	379 929

Продолжение таблицы 5

Номера счетчиков	Подстанция	Класс напряжения	Наименование объекта учета	расчётный коэффициент	Поступление эл.энергии в филиал				Отпуск эл.энергии из филиала				Сальдо
					Показания счётчиков		разность показаний счётчика	количество электроэнергии учётной счётчиком	Показания счётчиков		разность показаний счётчика	количество электроэнергии учётной счётчиком	
					на 0 часов 1 числа текущего месяца	на 0 часов 1 числа предыдущего месяца			на 0 часов 1 числа текущего месяца	на 0 часов 1 числа предыдущего месяца			
								кВтч				кВтч	кВтч
0127212 4	ПС Плесецк	11 0	ОМВ-110 ВЛ-110кВ Объект- 2 с 11:52 20.12.2020 по 17:56 23.12.2020										
0127212 4	ПС Плесецк	11 0	ОМВ-110 ВЛ-110кВ Собр-1 с 10:56 24.12.2020 по 19:48 25.12.2020	6600 0	455,441150	453,984150	1,46	96 162,0	96,252425	96,252425	0,00	0,0	96 162
0127212 4	ПС Плесецк	11 0	ОМВ-110 ВЛ-110кВ Собр-1 с 17:39 28.12.2020 по 14:35 30.12.2020	6600 0	457,276575	455,441150	1,84	121 138,0	96,252425	96,252425	0,00	0,0	121 138
0127206 1	ПС Плесецк	10	ТСН-10 яч. №1	2000			0,00	0,0	1075,46877 5	1047,98392 5	27,4 8	54 970,0	-54 970
0127207 8	ПС Плесецк	10	ТСН-10 яч. №27	2000			0,00	0,0	825,820600	788,110775	37,7 1	75 420,0	-75 420
0127213 9	ПС Плесецк	0,4	Помещение связи	10	30855,1645 8	30155,6166 5	699,5 5	6 995,0			0,00	0,0	6 995
			Итого:					31 236 041,0				15 694 817,0	15 541 224

2 Анализ методов снижения потерь электроэнергии и разработка плана реконструкции Плесецких электрических сетей

2.1 Анализ методов снижения потерь электроэнергии

К снижению потерь электрической энергии в сетях электроснабжения обычно подходят комплексно [8]. Типичный перечень мероприятий для достижения данного результата, как правило, состоит из следующих пунктов.

1. Оптимизируются режимы работы электрических сетей. Выравниваются графики нагрузки.

2. При реконструкции объектов электроэнергетики предпочтение отдаётся энергосберегающему электрооборудованию.

3. Совершенствуется технический и коммерческий учёт потребления электроэнергии.

4. Контролируются балансы электроэнергии на отдельных участках систем электроснабжения.

5. Принимаются меры по предотвращению неучтённого потребления электроэнергии.

6. Совершенствуется организация труда специалистов из сферы электроэнергетики.

При разработке мероприятий по снижению потерь в Плесецких электрических сетях будем также придерживаться отмеченных здесь тенденций.

2.2 Разработка плана реконструкции Плесецких электрических сетей

Уменьшить потери электрической энергии в сетях 6-10 кВ в первую очередь можно за счёт установка оптимального по характеру нагрузки оборудования. В данное время на ПС 151 «Плесецк» нагрузка потребителей изменилась. Однако обновление силовой части оборудования давно не проводилось. Поэтому в рамках данной работы будем рассматривать возможность замены оборудования, проведя анализ работы трансформаторов

и выполнив расчеты по нагрузкам потребителей для отходящих линий и электрической части подстанции.

Таким образом, в рамках реконструкции ПС 151 «Плесецк» будем планировать замену основной части силового оборудования среднего (35кВ) и низкого (10 кВ) классов напряжения. По предварительной оценке это – высоковольтные выключатели, кабели, шины и изоляторы.

Разработку проекта реконструкции ПС 110/35/10 кВ 151 «Плесецк» будем проводить в следующей последовательности:

- Разработка схемы электрических соединений.
- Расчёт электрических нагрузок.
- Выбор проводников воздушной линии 35 кВ.
- Выбор проводников воздушных линий 10 кВ.
- Расчёт мощности силовых трансформаторов.
- Расчёт токов короткого замыкания.
- Выбор электрических аппаратов.
- Определение параметров шин на стороне 10 кВ.
- Выбор изоляторов.

Выводы к разделу 2

В ходе анализа методов, направленных на снижение потерь энергии в распределительных сетях выбраны ключевые мероприятия для реконструкции ПС 151 «Плесецк». Это – техническое переоснащение силовой части подстанции на сторонах 35кВ и 10кВ.

3 Расчёт и выбор электрооборудования для реконструкции Плесецких электрических сетей

3.1 Реконструкция схемы электрических соединений

Выбор номинальных напряжений элементов электрической сети осуществляем совместно с выбором схемы электроснабжения, учитывая, что нужно предусмотреть резерв для обеспечения надёжности электроснабжения потребителей. Поэтому основные схемные решения по реконструкции ПС 151 «Плесецк» 110/35/10 кВ на стороне 35/10 кВ будут заключаться в следующем.

1) Для обеспечения резервирования питания потребителей будем использовать два силовых трансформатора.

2) Используем устройство автоматического ввода резерва (АВР) на шинах ЗРУ-10 кВ, поскольку все «источники питания должны быть взаимно резервируемы с применением необходимой степени секционирования.» [1].

3) В ОРУ 35 кВ и ЗРУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Плесецк» меняем морально и физически устаревшие масляные высоковольтные выключатели напряжением 35 кВ и 10 кВ на более актуальные модели.

4) Выбор оборудования производим с учётом его размещения в те же ячейки ЗРУ-10 кВ, где размещалась старая техника. Это позволяет избежать дополнительных затрат на монтажные работы и закупку новых ячеек для ЗРУ.

5) Предусматриваем также реконструкцию схемы релейной защиты и автоматики (РЗА). Предлагаем заменить электромеханические реле типа РТ-40и РТ-80 на блоки микропроцессорных защит [6].

Схема электрических соединений подстанции после реконструкции приведена на графическом листе №6. Схема высоковольтной линии электропередачи 10 кВ, рассматриваемая для замены проводов, приведена на графическом листе № 4 . Для расчёта нагрузок возьмём данные по «режимному дню», которые представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Режимный день ПО «Плесецкие электрические сети»

Наименование линий	Марка провода, кабеля	Идоп. длительный, (А) (по проводу/кабелю)	Макс. нагрузка в нормальном режиме за ЗРД 16.12.2020, (А)	Предельно - допустимая нагрузка, (А) (по огранич. фактору)	Ограничивающий фактор	Примечания
ПС-151 "Плесецк"						
ВЛ-110 Пуксоозеро	АС-120	380	5	79	настройка РЗА	
ВЛ-110 СОБР-1	АС-150	450	15	60	настройка РЗА	
ВЛ-110 СОБР-2	АС-150	450	36	60	настройка РЗА	
ВЛ-110 Федово	АС-70	265	49	250	настройка РЗА	
ВЛ-110 Плесецк-Шалакуша	АС-185	510	90	300	настройка РЗА	
ВЛ-110 Объект 1	АС-185	510	37	250	настройка РЗА	
ВЛ-110 Объект 2	АС-185	510	36	250	настройка РЗА	
ВЛ-110 Плесецк 1	АС-150	450	77	300	настройка РЗА	
ВЛ-110 Плесецк 2	АС-150	450	59	300	настройка РЗА	
ВЛ-35 Наволок	АС-95	330	12	160	настройка РЗА	
ВЛ-35 ПТФ-1	АС-50	210	1	200	настройка РЗА	
ВЛ-35 ПТФ-2	АС-50	210	7	200	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-34 (21Д)	АС-50/ААШВУ-120	210/265	34	200	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-35 (11Д)-яч35	АС-120/ААШВУ-120	375/265	43	200	настройка РЗА	
КЛ-10-151-03 (Хознужды)	АСБ 3х35	115	0	200	настройка РЗА	в резерве
КЛ-10-151-30 (Хознужды)	ААШВ-3х50	140	5	200	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-33 (Комплекс1)	ААБЛУ-120/АС-70	265/265	65	150	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-32 (Комплекс2)	ААБЛУ-120/АС-70	265/265	33	100	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-17 (ПТФ)	АСБ-3х120/А-70	240/265	6	160	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-42 (9Д)	А-95/АСБ 3х120	320/240	51	200	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-39 (19Д)	АС-70/ААБ-95	265/205	54	350	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-41 (23Д)	АС-50/ ЦСБ-95	210/330	74	400	настройка РЗА	
ф. СЖД-1	АС-50/ААБ 3х-95	210/205	7	80	настройка РЗА	
ф. СЖД-2	АС-50/ААБ 3х-95	210/205	7	50	настройка РЗА	

Продолжение таблицы 6

Наименование линий	Марка провода, кабеля	Идоп. длительный, (А) (по проводу/кабелю)	Макс. нагрузка в нормальном режиме за ЗРД 16.12.2020, (А)	Предельно - допустимая нагрузка, (А) (по огранич. фактору)	Ограничивающий фактор	Примечания
КЛ-10-151-13 (Южная1)	ААШВ-95/А-70	205/265	10	120	настройка РЗА	
ВЛ-10-151-25 (Южная2)	АС-70/ААШВ-95	265/205	3	75	настройка РЗА	
ф. 151-29 (База1)	ААБ 3х95	205	17	87	настройка РЗА	
ф. 151-28 (База2)	АСБ 3х95	205	5	67	настройка РЗА	
ф. ГРС-1	СБ 3х95;SAX-95	330	0,4	50	настройка РЗА	
ф. ГРС-2	СБ 3х95;SAX-95	330	0,0	70	настройка РЗА	

3.2 Расчёт электрических нагрузок

Расчет будем проводить на основе методик, изложенных в источниках [11] – [14]:

$$Q_{\text{присоед}} = P_{\text{присоед}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{номр}}, \quad (3)$$

$$S_{\text{присоед}} = \sqrt{P_{\text{присоед}}^2 + Q_{\text{присоед}}^2} \quad (4)$$

где $P_{\text{присоед.}}$, $Q_{\text{присоед.}}$, $S_{\text{присоед.}}$ – это активная, реактивная и полная мощность, потребляемая нагрузкой сборных шин 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Плесецк»;

$\text{tg}\varphi_{\text{номр}}$ – коэффициент реактивной мощности потребителей.

Сложив все нагрузки и умножив результат на коэффициент одновременности вычислим расчётную нагрузку реконструируемой ПС-110/35/10 кВ «Плесецк»

Рассчитаем величину суммарной активной мощности

$$P_{\text{ПС}} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{\text{присоед}}, \quad (5)$$

где K_0 – значение коэффициента одновременности нагрузки (при количестве цепей не больше двух, этот коэффициент равен $K_0 = 0,9$ [5]).

Рассчитаем реактивную мощность ПС

$$Q_{\text{ПС}} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{\text{присоед}}, \quad (6)$$

Определим значение полной мощности ПС

$$S_{\text{ПС}} = \sqrt{P_{\text{ПС}}^2 + Q_{\text{ПС}}^2}, \quad (7)$$

В качестве примера выполним расчёт нагрузок потребителей для тринадцатого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ реконструируемой ПС-110/35/10 кВ «Плесецк».

$$Q_{\text{присоед}} = 265 \cdot 0,54 = 143 \text{ (квар)},$$

$$S_{\text{присоед}} = \sqrt{265^2 + 143^2} = 301,12 \text{ (кВА)}$$

Аналогично рассчитаем нагрузки всех остальных потребителей реконструируемой ПС-110/35/10 кВ «Плесецк», которые подключены к сборным шинам на стороне 10 кВ. В таблице 7 помещены результаты этих расчетов.

Таблица 7– Нагрузка потребителей ПС-110/35/10 кВ «Плесецк», присоединённых к секциям сборных шин на стороне 10 кВ

№ присоединения/ ячейка	$P_{\text{присоед}}$, кВт	$Q_{\text{присоед}}$, квар	$S_{\text{присоед}}$, кВА	Потребители 1, 2 категории, %
I секция сборных шин 10 кВ				
1	тсн			
2	Без прис.			
3	115	62	130,65	
4	Без присоед.			
5	Тсн-1			
6	Мв-10 1т			
7	Без присоед.			
8	Рпв-10-1			
9	Без присоед.			
10	Тн-10-1			
11	210	113	238,47	
12	Без присоед.			
13	265	143	301,21	
29	205	111	233,12	
30	140	76	159,30	
31	205	111	233,12	
33	265	143	301,21	
35	265	143	301,21	
37	330	178	374,95	
39	205	111	233,12	
Всего по I секции	2205	1191	2506,27	
II секция сборных шин 10 кВ				
14	Смв авр			
15	205	111	233,12	
16	тн			
17	265	143	301,21	
18	рпв			
19	Без прис.			
20	Мв-10 2т			

Продолжение Таблицы 7

21	210	113	238,47	
22	Без прис.			
23	Тсн2			
24	Без прис.			
25	205	111	233,12	
26	Без прис.			
27	тсн			
28	205	111	233,12	
32	265	143	301,21	
34	265	143	301,21	
36	Без прис.			
38	330	178	374,95	
40	Без прис.			
41	330	178	374,95	
42	240	130	272,95	
Всего по II секции	2520	1361	2864,31	
Всего по ПС	4725	2552	5370,58	

Результирующая нагрузка подстанции по выражениям (5) – (7) равна

$$P_{\text{пс}} = 0,9 \cdot 4725 = 4252,5(\text{кВт}),$$

$$Q_{\text{пс}} = 0,9 \cdot 2552 = 2296,8 (\text{квар}),$$

$$S_{\text{пс}} = \sqrt{4252,5^2 + 2296,8^2} = 4833,12(\text{кВА})$$

3.3 Выбор проводников для ВЛ 35 кВ

При определении требуемого сечения проводов для воздушной линии будем исходить из экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{э}}} \quad (8)$$

«Максимальное значение расчётного тока ВЛ-35 кВ в нормальном режиме работы

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (9)$$

где n – количество цепей линии». [19]

Окончательный выбор будет проводить на основе проверки условия:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{max}} \cdot \quad (10)$$

В нормальном режиме работы наибольший расчетный ток воздушной линии классом напряжения 35 кВ с учетом того, что количество цепей $n = 1$, находим по (9)

$$I_{\text{max}} = \frac{4833,12}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 79,73 \text{ А.}$$

Согласно выражению (8):

$$F_{\text{э.р}} = \frac{79,73}{1,1} = 72,48 (\text{мм}^2),$$

Ближайшее стандартное сечение провода равно: $F_{\text{см}} = 70 \text{ мм}^2$ [1].

По условию (10) удостоверяемся в правильности выбора:

$$264 \text{ А} > 72,48 \text{ А.}$$

Условие выполняется. Значит, для ВЛ-35кВ ПС-110/35/10 кВ «Плесецк» можно брать провод марки АС-70.

3.4 Выбор провода для ВЛ 10 кВ

Для выбора провода воздушных линий 10 кВ, питающих потребителей ПС-110/35/10 кВ «Плесецк», используем формулы (8) – (10).

Ниже отразим результаты расчёта и выбора проводников на одном примере. Будем подробно вести расчет для одного из присоединений сборных шин 10кВ. Максимальный расчётный ток тридцать пятого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ в нормальном режиме работы по (9)

$$I_{\text{max}} = \frac{298,89}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 17,26 \text{ А.}$$

Согласно условию(8):

$$F_{\text{э.р}} = \frac{17,26}{1,1} = 15,69 (\text{мм}^2).$$

Выбираем провод АС-25 со стандартным сечением $F_{\text{см}} = 25 \text{ мм}^2$, соответствующий полученному результату [3]. Проверяем выполнение условия (10):

$$142 \text{ А} > 15,69 \text{ А.}$$

Условие выполняется. Поэтому выбираем для потребителей тридцать пятого присоединения первой секции сборных шин 10 кВ провод марки АС-25. Аналогично ведём расчет для всех других присоединений секций сборных шин 10 кВ. Результаты помещаем в таблицу 8.

Таблица 8 – Сечения проводов присоединений секций сборных шин 10 кВ

№ присоединения	$S_{\text{присоед}}$ кВА	I_{max} А	Марка провода	$I_{\text{доп}}$ А
1	2	3	4	5
I секция сборных шин 10 кВ				
3	130,65	7,54	АС-25	142
11	238,47	13,77	АС-25	142
13	301,21	17,39	АС-25	142
29	233,12	13,46	АС-25	142
30	159,30	9,2	АС-25	142
31	233,12	13,46	АС-25	142
33	301,21	17,39	АС-25	142
35	301,21	17,39	АС-25	142
37	374,95	21,65	АС-35	175
39	233,12	13,46	АС-25	142
II секция сборных шин 10 кВ				
15	233,12	13,46	АС-25	142
17	301,21	17,39	АС-25	142
21	238,47	13,77	АС-25	142
25	233,12	13,46	АС-25	142
28	233,12	13,46	АС-25	142
32	301,21	17,39	АС-25	142
34	301,21	17,39	АС-25	142
38	374,95	21,65	АС-35	175
41	374,95	21,65	АС-35	175
42	272,95	15,76	АС-25	142

3.5 Проверка нагрузки силовых трансформаторов

Проверка силовых трансформаторов с учётом проведённой реконструкции проводим по методике, изложенной в пособии [7]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}, \quad (11)$$

Критерий проверки правильности выбора в нормальном режиме:

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (12)$$

Критерий проверки правильности выбора в послеаварийном режиме:

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (13)$$

Выполним проверку правильности выбора силового трансформатора по (11)

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{4833,12}{1,4} = 3452,23(\text{кВА}).$$

Трансформатор ТДТН-16000/110, установленный на ПС-110/35/10 кВ «Плесецк», соответствует критерию (11).

Проверка по условию (12)

$$K_3 = \frac{0,5 \cdot 4833,12}{16000} = 0,15 \leq 0,7.$$

Проверка по условию (13)

$$K_3 = \frac{4833,12}{16000} = 0,3 \leq 1,4.$$

На основе проведённого расчёта можно сделать вывод, что выбранные ранее трансформаторы марки ТДТН-16000/110 обеспечат надёжную работу реконструированной схемы подстанции в нормальном и послеаварийном режимах работы.

3.6 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) на ПС-110/35/10 кВ «Плесецк» будем проводить по методикам, изложенным в [11] – [14]. Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.

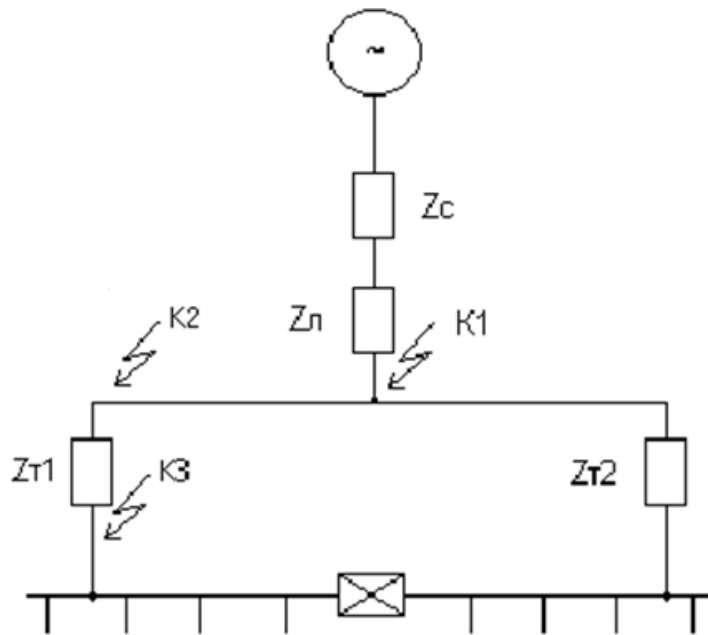


Рисунок 6 – Исходная схема замещения для расчётов токов короткого замыкания

В соответствии с исходными данными принимаем общее сопротивление системы равным $Z_C = 10$ Ом.

Из схемы ПС-110/35/10 кВ «Плесецк» следует, что на подстанции установлены два силовых трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН - 16000/110.

Сопротивления силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Плесецк» определяем согласно [12]:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_n^2}, \quad (14)$$

$$r_T = \frac{(12,2 \cdot 10^3) \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{10^6 \cdot 16} = 0,63 \text{ (Ом)}.$$

$$x_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (15)$$

$$x_T = \frac{10,7 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 88,4421 \text{ (Ом)}.$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \quad (16)$$

$$Z_T = \sqrt{0,63^2 + 88,44^2} = 88,444(\text{Ом}).$$

Определяем значение активного, реактивного и полного сопротивлений ВЛ-35 кВ .

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (17)$$

$$x_l = x_0 \cdot l. \quad (18)$$

$$z_l = \sqrt{x_l^2 + r_l^2}. \quad (19)$$

По результатам, полученным выше, принимаем для ВЛ-35 кВ следующие значения удельных сопротивлений и длины линии

$$r_0 = 0,46 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$x_0 = 0,38 \frac{\text{Ом}}{\text{км}},$$

$$l = 4,8 \text{ км}.$$

Выполняем расчет согласно (15) – (17).

$$r_l = 0,46 \cdot 4,8 = 2,208(\text{Ом}).$$

$$x_l = 0,38 \cdot 4,8 = 1,824(\text{Ом}).$$

$$z_l = \sqrt{2,208^2 + 1,824^2} = 2,92(\text{Ом}).$$

Полное сопротивление до точки К1 согласно расчётной схеме равно

$$Z_{\Sigma_{\text{К-1}}} = Z_c + Z_l = 10 + 2,92 = 12,92(\text{Ом}).$$

Полное сопротивление до точки К2 согласно расчётной схеме

$$Z_{\Sigma_{\text{К-2}}} = 0,5 \cdot Z_{\Sigma_{\text{К-1}}} = 0,5 \cdot 12,92 = 6,46 \approx 6,5(\text{Ом}).$$

Полное сопротивление до точки К3 согласно расчётной схеме

$$Z_{\Sigma_{\text{К-3}}} = Z_{\Sigma_{\text{К-1}}} + Z_{\Sigma_{\text{К-2}}} + Z_T = 12,9 + 6,5 + 88,44 = 107,84(\text{Ом}).$$

Значение периодической составляющей тока К3 согласно [5] и [10]

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (20)$$

где U_{max} – расчетное напряжение в максимальном режиме (по исходным данным значение $U_{\text{max}} = 35$ кВ).

Расчётное значение тока К3 по [12]

$$I_{к.маx} = I_{к.б.маx} \frac{U_{б}}{U_{ном}}, \quad (21)$$

Расчётное значение постоянной времени по [12]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{3,14 \cdot r_{\Sigma}}. \quad (22)$$

Расчётное значение ударного коэффициента по [7] и [10].

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (23)$$

Расчётное значение ударного тока по [12]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{к}. \quad (24)$$

Расчётное значение минимального тока двухфазного КЗ

$$I_{к\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к\max}^{(3)}}{1,1}. \quad (25)$$

На рисунке 7 показана упрощенная схема замещения сети для расчёта токов КЗ в точке К1.

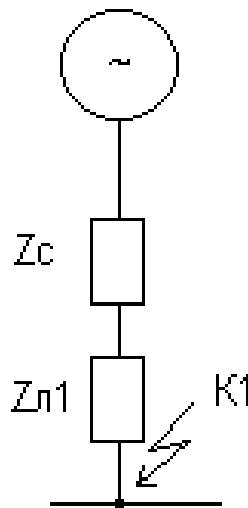


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

$$I_{к1.max} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 12.92} = 1,56(\text{кА}),$$

$$T_{a.к1.max} = \frac{12,92}{314 \cdot 12,5} = 0,007(\text{с}),$$

$$K_{уд.к1.max} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,007}} = 1,14,$$

$$i_{уд.max} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 1,56 = 2,52(\text{кА}),$$

$$I_{к1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1,56}{1,1} = 1,23(\text{кА}).$$

Результаты расчетов токов КЗ в расчётных точках схемы сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Токи короткого замыкания в точках К1, К2 и К3

Параметр	Расчетная точка КЗ		
	К1	К2	К3
$I_{Kmax}^{(3)}$, кА	4,92	3,11	0,19
T_a , с	0,007	0,003	0,02
$i_{уд}$, кА	2,52	5,01	0,306
$I_{Kmin}^{(2)}$, кА	1,23	2,46	0,15

3.7 Выбор и проверка электрических аппаратов

Проведём выбор и проверку электрических аппаратов ОРУ 35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Плесецк», которые будем использовать в процессе реконструкции.

При выборе высоковольтных выключателей согласно [11] – [14] учитываются напряжение и длительный допустимый ток, проверяется величина симметричного тока отключения, а также выполняется проверка на способность аппарата отключить асимметричный ток КЗ.

Условия проверки выключателя по [5] и [10] отражают следующие выражения:

«- критерий проверки на способность отключать асимметричный ток КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{nr} + i_{ar}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} \cdot (1 + \beta_n), \quad (26)$$

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}. \quad (27)$$

- на электродинамическую устойчивость по [5] и [10]

$$I'' \leq I_{nr.c} \quad (28)$$

$$i_y \leq i_{nr.c} \quad (29)$$

- на термическую стойкость по [3] и [5]

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m \quad (30)$$

$$B_k = I''^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (31)$$

$$I_{max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \gg [12]. \quad (32)$$

Подробно рассмотрим выбор высоковольтного выключателя на ОРУ 35 кВ для линий отходящих фидеров.

$$I_{max} = \frac{4833,12}{\sqrt{3} \cdot 35} = 79,73(\text{А}),$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель наружной установки типа ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 в комплекте с трансформаторами тока. Далее проверяем правильность выбора по условиям (26) – (32).

Проверка критерия (26):

$$I_t^2 t = 1200 \text{кА}^2 \text{с} > 4,33^2 \cdot (5,2 + 0,023) = 97,49 \text{кА}^2 \text{с}$$

$$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 10,3(1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}) = 14,8.$$

Условия выбора выполняются. Следовательно, предварительно выбранный аппарат ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 для установки в ОРУ-35 кВ подходит. В таблице 9 приведены результаты выбора выключателей для стороны 10 кВ.

Таблица 9 – Результаты выбора выключателей напряжением 10 кВ

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 26,2 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
2 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
3 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 32,8 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
4 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
5 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 32,8 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
6 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 39,4 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Продолжение таблицы 9

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
7 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	$B_{к} = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{т}^2 t_{т} = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
8 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	$B_{к} = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{т}^2 t_{т} = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
9 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	$B_{к} = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{т}^2 t_{т} = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
10 прис. I секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 19,7 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	$B_{к} = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{т}^2 t_{т} = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
1 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 13,1 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_{к} \leq I_{т}^2 t_{т}$	$B_{к} = 14,8 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{т}^2 t_{т} = 4000 \text{ кА}^2 \text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
2 прис. II секции КРУН-10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{н}$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$
		$i_{y} \leq i_{пр.с}$	$i_{y} = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 9

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
3 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс}=183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
4 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс}=183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
5 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс}=183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
6 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс}=183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 20 \text{ кА}$
7 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс}=183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k=14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Продолжение таблицы 9

Место установки	Тип	Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
8 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
9 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
10 прис. II секции КРУН- 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Вводной выключател	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 183,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$
Секционный выключатель	ВВ/TEL-10-20/630- У2-48	$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 128,1 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 14,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк.н}$	$I_{нт} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{откн} = 20 \text{ кА}$

Выбор разъединителей для непосредственной установки в ОРУ 35 кВ производим согласно [12], [1], [2] и [5]. Результат расчета и выбора представляем в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Результаты выбора разъединителей 35 кВ

Разъединитель марки РЛНДЗ-2-35/600		
Условие выбора	Данные расчёта	Данные каталога
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 52,3 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 1,58 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K = 97,49 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Заземлители выбираем согласно рекомендациям [7].

Для заземления нейтралей силовых трансформаторов применяем заземлители типа ЗОН-110М-УХЛ1 [4]. Для заземления отключённых от источника питания токопроводов в распределительных устройствах 10 и 35 кВ предлагаем использовать – ЗР-10НУХЛ1 [3].

Выполняем проверку выбранных аппаратов.

Оцениваем электродинамическую стойкость по (28):

- для заземлителя ЗОН-35М-УХЛ1

$$235 \text{ кА} > 1,94 \text{ кА};$$

- для заземлителя ЗР-10НУХЛ1

$$90 \text{ кА} > 0,63 \text{ кА};$$

Проверяем термическую стойкость по (30):

- для заземлителя ЗОН-35М-УХЛ1

$$27612,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 97,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- для заземлителя ЗР-10НУХЛ1

$$4050 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 14,8 \text{ кА}.$$

По электродинамической и термической стойкости выбранные заземлители проходят.

Выбор трансформаторов тока (ТТ) производим только на стороне 10 кВ. Это объясняется тем, что на стороне 35 кВ применяются выключатели со встроенными ТТ. Выбор производим путём проверки выполнения следующих критериев.

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (33)$$

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (34)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (35)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (36)$$

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (37)$$

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (38)$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}. \quad (39)$$

Для ввода в ЗРУ предварительно выбираем проходной трансформатора тока марки ТПК-10 с номинальным током, равным 400 А, и проводим его проверку по вторичной нагрузке (таблица 11).

Таблица 11 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Количество, шт	Нагрузка каждой фазы, ВА		
		Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
Счетчик активной энергии	1	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	1	2,5	-	2,5
Итого	2	5,0	-	5,0

Итоги проверки показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на вводе 10 кВ

Марка ТТ	Условия	Данные расчёта	Данные каталога
ТПК-10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{макс} \leq I_{ном}$	$I_{макс} = 183,1$ А	$I_{н} = 400$ А
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 1,58$ кА	$i_{дин} = 45,7$ кА
	$B_k \leq I_m^2 \cdot K_m$	$B_k = 14,8$ кА ² с	$I_m^2 \cdot K_m = 972$ кА ² с

Аналогично проверяем выполнение условий для трансформаторов тока отходящих линий (таблица 13).

Таблица 13 – Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях 10 кВ

Марка ТТ	Условия	Данные расчёта	Данные каталога
ТПК-10	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 39,4$ А	$I_n = 50$ А
	$i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 1,58$ кА	$i_{дин} = 5,1$ кА
	$B_k \leq I_m^2 \cdot K_m$	$B_k = 14,8$ кА ² с	$I_m^2 \cdot K_m = 12$ кА ² с

Далее выбираем трансформаторы напряжения (ТН). При выборе ведем контроль за выполнением следующих условий:

$$U_{уст} \leq U_{1ном}, \quad (40)$$

$$S_2 \leq S_{2ном}. \quad (41)$$

Расчет нагрузки для вторичных обмоток ТН представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения

Прибор	Мощность катушки, ВА	Количество катушек, шт	cos φ	sin φ	Количество приборов, шт	Мощность	
						Активная, Вт	Реактивная, вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик активный	2,5	2	0,38	0,925	8	15,2	37
Счётчик реактивный	2,5	2	0,38	0,925	7	13,3	32,38
Итого						30,5	69,38

Отсюда суммарная вторичная нагрузка ТН равна

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30,5^2 + 69,38^2} = 75,79 \text{ (кВА)}$$

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НАМИТ-35-У3.

На стороне 10 кВ выбираем ТН типа НАМИТ-10-У3 с номинальной вторичной нагрузкой 200 ВА при классе точности 0,5.

На ОРУ-35 кВ должен быть установлен ограничитель перенапряжения (ОПН) внешней установки. Предлагаем использовать такой аппарат как ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1.

На шинах 10 кВ используем ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1. Они устанавливаются в шкафах ЗРУ-10 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Далее сделаем выбор плавких вставок для предохранителей типа ПК-10, устанавливаемых на стороне 10 кВ. Будем опираться на методику, изложенную в [12].

На ПС-110/35/10 кВ имеются два силовых трансформатора собственных нужд с ВН 10 кВ и НН – 0,4 кВ типа ТМ-100/10. Номинальная мощность каждого трансформатора равна $S_H=100$ кВА. Для трансформатора 10/0,4 кВ типа ТМ-100/10 номинальный ток плавкой вставки будет составлять 16 А [6].

«Селективность данной защиты будет достигнута, если время плавления вставки t_B будет соответствовать следующему условию

$$t_B \geq \frac{t_{c.з.} + \Delta t}{K_n}, \quad (42)$$

где $K_n = 0,9$ – коэффициент приведения плавления вставки ко времени ее разогрева». [5]

«Полное время срабатывания автомата с учетом разброса его характеристики $t_{c.з.} = 0,03$ с. Степень селективности примем $\Delta t = 0,5$ с» [5]

Тогда время плавления вставки равно

$$t_B = \frac{0,03+0,5}{0,9} = 0,59(\text{с}).$$

Согласно справочным времятоковым зависимостям для плавкой вставки с $I_n = 10$ А при номинальном токе трансформатора время плавления составляет 0,5 с и $t_B > 0,5$ с [12].

В итоге, для трансформаторов ТМ-100/10 селективность защиты будет обеспечена.

Проверяем выполнение следующего условия

$$t_g \leq t_k \leq 5(c) \quad (43)$$

где $t_k = 900/k^2$, с [5].

При $U_k = 4,7\%$ и $k = 22,3$ значение

$$t_k = \frac{900}{22,3^2} = 1,8(c).$$

Условие (43) обеспечивается

$$0,59(c) \leq 1,8(c) \leq 5(c).$$

Для защиты от короткого замыкания выбранного ранее трансформатора напряжения типа НАМИТ-10-У3 с номинальной вторичной нагрузкой, равной 75,79 кВА, выбираем предохранитель ПК-10 с плавкой вставкой на 16 А.

3.8 Выбор шин

Выбор сечения шин проводим по методике, изложенной в [12].

Сечение каждой шины должно быть проверено по условиям электродинамической и термической стойкости согласно [11] – [14].

Выбор шин проводим на примере ЗРУ 10 кВ.

«Условие выбора

$$I_{расч} \leq I_{доп}, \quad (44)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток при одной полосе на фазу». [7]

Предварительно выбираем сборные шины из алюминия (прямоугольного сечения) марки ШАТ, размер – 100х6 мм², имеющие три полосы и, следовательно, допустимый ток $I_{доп} = 1425$ А.

Условие (44) обеспечивается

$$183,1A < 1425A.$$

«Минимальное напряжение в металле шин при изгибе согласно

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (45)$$

где M – значение изгибающего момента, Н·м;

W – значение момента сопротивления, м³.

«Изгибающий момент определяется по формуле

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \quad (46)$$

где F – максимальное значение силы, которая действует на шину при прохождении по ней ударного тока КЗ, Н;

l – принятое расстояние между опорными изоляторами, $l = 1,1$ м». [7]

Значение момента сопротивления (расположение шин – плашмя):

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,006 \cdot 0,1^2}{6} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3,$$

где b и h – соответственно узкая и широкая стороны сечения шины, м.

Максимальное значение силы, которая действует на шину при прохождении по ней ударного тока КЗ:

$$F = 1,76 \cdot \frac{l}{a} \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7} \cdot K_\phi = 1,76 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 45600^2 \cdot 10^{-7} \cdot 1,1 = 1265 \text{ Н}$$

где a – принятое расстояние между шинами, $a = 0,35$ м;

K_ϕ – нормируемый коэффициент формы. Принимаем $K_\phi = 1,1$ по [7].

Значение изгибающего момента [7]:

$$M = \frac{1265 \cdot 1,1}{10} = 139 \text{ Н}.$$

Минимальное напряжение в металле шин при изгибе равно

$$\sigma_{расч} = \frac{139}{1 \cdot 10^{-5}} = 1,4 \cdot 10^7 \text{ Па}.$$

Расчёты подтверждают, что выбранные шины полностью удовлетворяют требованиям электродинамической стойкости [7]:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}.$$

$$14 \text{ МПа} < 70 \text{ МПа}.$$

«Проверка по условию механического резонанса производится по формуле:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (47)$$

где l – принятый пролет шины, $l = 1,1$ м;

J – значение момента шин относительно оси изгиба, которое рассчитывается на основе приведённого ниже выражения». [7]

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,006 \cdot 0,1^3}{12} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Частота свободных колебаний шин:

$$f_0 = \frac{3.56}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{7.2 \cdot 10^{10} \cdot 5 \cdot 10^{-7}}{1.6}} = 441 \text{ Гц}.$$

Выбранное сечение сборных шин подходит и соответствует электродинамической стойкости:

$$441 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}$$

Минимально допустимое сечение шин по термической стойкости:

$$F_T = \frac{I_K \cdot \sqrt{t_{пр}}}{95}. \quad (48)$$

Приведенное время процесса КЗ равно

$$t_{пр} = t_{пр.n} + t_{пр.a}. \quad (49)$$

Время отключения короткого замыкания в точке КЗ $t_{откл} = 0,5$ с.

Поскольку считаем, что питающая система имеет неограниченную мощность, то принимаем $\beta'' = 1$ по [12].

По рисунку 7.1. [7], принимаем $t_{пр.n} = 1$ с.

$$t_{пр.a} = 0,005 \cdot \beta^2 = 0,005(\text{с}).$$

$$t_{пр} = 0,505(\text{с}).$$

Отсюда:

$$F_T = \frac{630 \cdot \sqrt{0.505}}{95} = 5,1(\text{мм}^2).$$

Подтверждается, что значение сечения сборных шин удовлетворяет требованиям термической стойкости, так как выполняется следующее неравенство.

$$F_{ш} > F_T. \quad (50)$$

$$100 \times 6 \text{ мм}^2 = 600 \text{ мм}^2 > 5,1 \text{ мм}^2.$$

Выбор и проверка ошиновки ОРУ - 35 кВ производим аналогично.

Для ОРУ-35 кВ используем гибкую ошиновку с применением провода марки АС-70.

Проверка по току нагрева для данного сечения провода выполнена выше (при выборе сечения провода ВЛ-35 кВ).

3.9 Выбор изоляторов

«Выбор опорных изоляторов производим согласно условиям [12]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (51)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}. \quad (52)$$

Проходные изоляторы выбираем по условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (53)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (54)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}. \quad (55)$$

Для проходных изоляторов расчётная сила:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l. \quad [12] \quad (56)$$

В качестве примера приведем подробный порядок выбора опорных и проходных изоляторов на стороне 10 кВ.

С учетом критериев выбора опорных изоляторов предварительно берём опорные изоляторы на стороне 10 кВ типа ИО-10-7,5 II УЗ и проверяем их по условиям (53) – (56):

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500(\text{Н})$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{85610^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 1,33 \cdot 10^{-7} = 4220,8(\text{Н})$$

$$F_{расч} = 4220,8\text{Н} \leq F_{доп} = 4500\text{Н}$$

Исходя из условий выбора проходных изоляторов предварительно выбираем проходные изоляторы на стороне 10 кВ типа ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ 1 [7]. Далее проводим их проверку по указанным выше условиям (53) – (56).

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500(\text{Н});$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{85610^2}{0,8} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 1586,8(\text{Н});$$

$$F_{\text{расч}} = 1586,8\text{Н} \leq F_{\text{доп}} = 7500\text{Н}.$$

Таким образом, на стороне 35 кВ выбраны и проверены изоляторы следующего типа: опорные изоляторы типа ОСК 35/2000-12,5 УХЛ-1 и - проходные изоляторы типа ИПУ-35/2000-12,5 УХЛ1.

Выводы к разделу 3

На основе проведенных расчётов сделаны следующие решения для реконструкции системы электроснабжения ПС-110/35/10 кВ «Плесецк».

- Параллельная работа силовых трансформаторов.
- Резервирование питания отходящих линий за счёт внедрения устройства автоматического ввода резерва (АВР) на шинах ЗРУ-10 кВ, где в нормальном режиме предусмотрена отдельная работа секций шин.
- Замена высоковольтных масляных выключателей напряжением 35 кВ и 10 кВ на вакуумные выключатели.
- Выбранное оборудование для повышения рентабельности реконструкции решено установить вместо демонтируемых устройств в те же самые ячейки ЗРУ-10 кВ.

4 Разработка мероприятий по охране труда при реконструкции Плесецких электрических сетей

Правила по охране труда устанавливают государственные нормативные требования охраны труда при проведении общестроительных и специальных строительных работ, выполняемых при реконструкции или техническом переоснащении промышленных объектов. В соответствии с требованиями Правил работодателем в установленном порядке должна быть организована разработка инструкций по охране труда по профессиям и (или) видам выполняемых работ, которые утверждаются локальными нормативными актами [18], [1].

На все работы в электроустановках открываются распоряжения или наряды, составляются технологические карты и планы производства работ.

Для проведения ремонтных работ, работ по замене оборудования составляется план переключений.

Ниже представлен порядок действий персонала, который следует соблюдать при выводе в ремонт силового оборудования на ПС 110/35/10 кВ №151 «Плесецк».

Порядок вывода в ремонт ЗРУ-10кВ:

1. Отключить ВЛ-110 кВ «1Т» и «2Т» на ПС №151 220/110
2. Отключить МВ-10-1Т
3. Отключить МВ-10-2Т
4. Отключить РАЗ-35-1Т
5. Отключить РАЗ-35-2Т
6. Отключить РАЗ-110-1Т
7. Отключить РАЗ-110-2Т
8. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-110-1Т в сторону 1Т
9. Включить ЗН-110-1Т
10. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-110-2Т в сторону 2Т
11. Включить ЗН-110-2Т

12. Проверить отсутствие напряжения на РА3-35-1Т в сторону 1Т
13. Включить ЗН-35-1Т
14. Проверить отсутствие напряжения на РА3-35-2Т в сторону 2Т
15. Включить ЗН-35-2Т

Порядок вывода в ремонт 2Т:

1. Отключить ВЛ-110 кВ «1Т» и «2Т» на ПС №151 220/110
2. Отключить МВ-10-1Т
3. Отключить МВ-10-2Т
4. Тележку с РА3-10-1Т установить в ремонтное положение
5. Тележку с РА3-10-2Т установить в ремонтное положение
6. Отключить РА3-35-1Т
7. Отключить РА3-35-2Т
8. Отключить РА3-110-1Т
9. Отключить РА3-110-2Т
10. Проверить отсутствие напряжения на РА3-110-1Т в сторону 1Т
11. Включить ЗН-110-1Т
12. Проверить отсутствие напряжения на РА3-110-2Т в сторону 2Т
13. Включить ЗН-110-2
14. Проверить отсутствие напряжения на РА3-35-1Т в сторону 1Т
15. Включить ЗН-35-1Т
16. Проверить отсутствие напряжения на РА3-35-2Т в сторону 2Т
17. Включить ЗН-35-2Т
18. Проверить отсутствие напряжения на ШМ-10 1Т
19. Установить ПЗ на ШМ-10 кВ 1Т
20. Проверить отсутствие напряжения на ШМ-10 1Т
21. Установить ПЗ на ШМ-10 кВ 1Т

Порядок вывода в ремонт 1Т:

1. Отключить ВЛ-110 кВ «1Т» и «2Т» на ПС №151 220/110
2. Отключить МВ-10-1Т
3. Отключить МВ-10-2Т

4. Отключить РАЗ-10-1Т
5. Отключить РАЗ-10-2Т
6. Отключить РАЗ-35-1Т
7. Отключить РАЗ-35-2Т
8. Отключить РАЗ-110-1Т
9. Отключить РАЗ-110-2Т
10. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-110-1Т в сторону 1Т
11. Включить ЗН-110-1Т
12. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-110-2Т в сторону 2Т
13. Включить ЗН-110-2
14. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-35-1Т в сторону 1Т
15. Включить ЗН-35-1Т
16. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-35-2Т в сторону 2Т
17. Включить ЗН-35-2Т
18. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-10-1Т в сторону 1Т
19. Включить ЗН-10-1Т
20. Проверить отсутствие напряжения на РАЗ-10-2Т в сторону 2Т
21. Включить ЗН-10-2Т

Выводы к разделу 4

Обязательными мероприятиями при выполнении работ в электроустановках являются, мероприятия по защите персонала от поражения электрическим током. В разделе дан порядок переключений, который должен соблюдаться персоналом подстанции «Плесецк» в ходе запланированной реконструкции и выводе распределительных устройств в ремонт. Только при соблюдении указанного порядка отключений гарантируется безопасность труда персонала данного объекта электроэнергетики.

5 Технико-экономическая оценка мероприятий

Проведём технико-экономический анализ мероприятий, которые можно применить при реконструкции Плесецких распределительных сетей.

Замена трансформаторов экономически не целесообразна в связи с большими затратами на закупку. Мощность Т1 и Т2 позволяет обеспечить нужды потребителей электроэнергией и в ближайшее время увеличение её потребления не планируется. На случай аварийных ситуаций на подстанции имеется в резерве трансформатор, который может быть задействован при необходимости.

Замена на отходящих фидерах голого провода на самонесущий изолированный провод (СИП), является целесообразной. СИП имеет лучшие показатели и большие сроки эксплуатации по сравнению с проводом марки АС, применяемым в настоящее время на действующих линиях.

По предварительной оценке при использовании СИП могут значительно сократиться эксплуатационные расходы. При эксплуатации СИП показывает преимущества перед проводом АС в десять и более раз. По опубликованным данным аварийные ситуации на ВЛ с проводами марки АС создаются значительно чаще. При переходе на СИП количество выездов ремонтных бригад на места аварий ВЛ уменьшается почти в десять раз.

Проведём расчёт для оценки эффективности предлагаемой замены провода на ВЛ. Рассматриваем реконструкцию воздушной линии – 10 кВ с заменой голого провода АС-70 на самонесущий изолированный провод СИП-3 1x70 мм², суммарной протяженностью трёх фаз равной – 14400 метров.

Произведем расчет потерь электрической энергии для линии с проводом АС-70.

«Для расчета потерь используем выражение:

$$\Delta W = \frac{P_{ВЛ}^2 + Q_{ВЛ}^2}{10^3 \cdot U_{ВЛ}^2} \cdot r_0 \cdot L_{ВЛ} \cdot T + \Delta P_{ту} \cdot L_{ВЛ} \cdot T \quad (57)$$

ΔW – потери электрической энергии в кВт·ч;

$\Delta P_{\text{ту}}$ – удельные потери от токов утечки по изоляторам, кВт·ч/км;

L – длина воздушной линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ, Ом/км;

$P_{\text{ВЛ}}$ – активная мощность, протекающая по ВЛ за время T , кВт;

$Q_{\text{ВЛ}}$ – реактивная мощность, протекающая по ВЛ за время T , квар;

T – интервал времени, равный 0,5 часа;

$U_{\text{ВЛ}}$ – среднее напряжение сети в ВЛ, кВ.

P_0 – табличное значение параметра». [12]

$$\Delta P_{\text{ту}} = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24}. \quad (58)$$

$$\Delta W = \frac{41,32+37,48}{10^3 \cdot 100} \cdot 0,422 \cdot 4,8 \cdot 0,5 + 0,017 \cdot 4,8 \cdot 0,5 = 0,408 \text{ кВ} \cdot \text{ч}.$$

Произведем расчет потерь электрической энергии для линии с проводом СИП.

$$\Delta W = \frac{41,32+37,48}{10^3 \cdot 100} \cdot 0,231 \cdot 4,8 \cdot 0,5 + 0,009 \cdot 4,8 \cdot 0,5 = 0,22 \text{ кВ} \cdot \text{ч}.$$

Расчет потерь по формуле выполняется для одного провода в линии фидера. В линии 3 провода.

Из расчета видно, что при передаче электрической энергии по воздушной линии – 10 кВ с неизолированным проводом АС – 70, суточные потери электрической энергии в проводе составляют – 9,792 кВтч в одном проводе. При передачи электрической энергии по воздушной линии – 10 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-3 1x70 мм², потери электрической энергии в проводе в сутки составят – 5,28 кВтч в одном проводе.

$$9,79 \text{ кВтч} - 5,28 \text{ кВтч} \cdot 3 \text{ провода} = 13,53 \text{ кВтч}$$

В итоге при замене неизолированного провода АС-70 на СИП – 3 1x70 мм² можно снизить потери электроэнергии за 24 часа по линии ВЛ 10-151-35 от ПС 151 «Плесецк» на 13,53 кВт·ч.

Как было показано в первом разделе работы, снизить потери энергии в Плесецких распределительных сетях можно при замене ламп уличного освещения на светодиодные светильники. Это мероприятие в обязательном порядке выбираем для реконструкции.

По предварительной оценке снижения потерь электроэнергии в распределительной сети можно добиться ещё внедрением стопроцентного опроса приборов учёта электроэнергии. Перспективным является также ведение и расчёт балансов по отдельным трансформаторным пунктам (ТП) и фидерам 10 кВ. Чтобы реализовать данные решения, надо оборудовать все точки присоединения потребителей приборами учета, причём эти приборы нужно устанавливать в местах границ балансовой принадлежности и где есть беспрепятственный к ним доступ для сотрудников электроснабжающей организации.

Закупка и монтаж подобного оборудования учёта электроэнергии, влечёт единовременное вложение большой суммы денежных средств, но в это в перспективе несёт выгоду как потребителю для понимания того, сколько он затратил электроэнергии, так и поставщику для осуществления контроля за потерями и нагрузками в сети.

Выводы к разделу 5

Проведена оценка технических мероприятий, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети электроснабжения поселка Плесецк. Показано, что наиболее целесообразные замены касаются ламп уличного освещения и неизолированного провода воздушных линий. С помощью проведенного расчета выявлено, что при замене провода марки АГ-70 на провод марки СИП можно снизить суточные потери электроэнергии на воздушной линии 10кВ на 13, 53 кВт·ч, что с учетом эксплуатационных преимуществ данного провода является весьма рентабельным мероприятием для реконструкции Плесецких сетей электроснабжения.

Заключение

В результате выполнения работы по разработке мероприятий, направленных на снижение потерь электрической энергии в сетях 10 кВ на ПС 110/35/10 №151 «Плесецк» обоснована необходимость проведения реконструкции и разработаны технические решения для её реализации.

Сущность основных технических решений состоит в следующем.

1. Предлагается заменить автоматические выключатели модели ВВМ-СЭЩ-10 на вакуумные модели ВВ/TEL-10.
2. Решено установить устройство автоматического ввода резерва АВР ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.
3. Предлагается заменить светильники с ДРЛ на светодиодные осветительные приборы.
4. Принято решение о замене проводов воздушных линий протяженностью 361 км. Вместо неизолированного провода марки АГ-70запланировано использовать провод марки СИП 3.

По результату проделанной работы можно дать следующие рекомендации для Плесецких распределительных сетей.

1. Реконструкцию сетей передачи электроэнергии в Плесецком отделении целесообразно начинать с замены неизолированных проводов на СИП, а также с установки приборов учёта, релейной защиты и автоматики, которые смогут контролировать состояние режимы работы линий, а также предотвращать аварийные ситуации.

2. При проведении реконструкции и для улучшения показателей в работе предприятия необходимо привлекать заинтересованный в своём деле персонал, профессиональный уровень которого позволит использовать современные технологии, создавать и применять качественные решения применительно к объектам энергетики.

3. Повышать качество плановых работ по диагностике и профилактике состояния силового электрооборудования.

Список используемых источников

1. Aliev I.I. Electrical Apparatus: A Study Guide for Environments. prof. education. - М : RadioSoft, 2017.214 p.
2. Handbook on the design of electrical networks / ed. D.L. Faibisovich. - 4th ed., Rev. and add. Moscow: ENAS, 2016.412 p.
3. IEC GROUP. Каталог продукции: [Электронный ресурс]: Источник <https://www.iek.ru/> (Дата обращения: 01.04.2021).
4. Rules for the technical operation of electrical installations of consumers. - М : KNORUS, 2016.348 p.
5. Shekhovtsov V.P. Electrical and electromechanical equipment. Textbook. М : FORUM: INFA-М, 2016.187 p.
6. Zakharov O.G. Digital relay protection devices. Algorithms and settings. Part 1, part 2. М : Energoizdat, 2016.640 p.
7. Автоматизация учёта энергоресурсов. [Электронный ресурс]: Источник <http://www.sicon.ru/prod/aiis/> (Дата обращения: 30.05.2021).
8. Анализ методов снижения потерь. [Электронный ресурс]: Источник <https://www.abok.ru/> (Дата обращения: 05.05.2021).
9. Время замены трансформатора. [Электронный ресурс] : URL: (<https://forca.ru/> (Дата обращения: 06.04.2021)).
10. ДРЛ-250 [Электронный ресурс]: Источник https://pitersvet.ru/product_info.php?products_id=940 (Дата обращения: 02.04.2021).
11. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. - Электрон. текстовые данные. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – 111 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и

дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 6-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2014. 626 с.

13. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - М: Инфра-Инженерия, 2018. – 148 с.

14. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. Н. Ополева. - Москва: Форум : ИНФРА-М, 2018. – 416 с.

15. ПАО «Территориальная генерирующая компания №2» (ТГК-2) [Электронный ресурс] : URL: <http://www.tgc-2.ru/> (Дата обращения: 01.04.2021).

16. ПАО МРСК Северо- запада «Плесецкие Электрические Сети» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.eprussia.ru/> (Дата обращения: 01.04.2021).

17. Потери электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.asutpp.ru/> (Дата обращения: 06.04.2021).

18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.

19. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. - М.: Альвис, 2018. 632 с.

20. Расчёт наружного освещения [Электронный ресурс]: Источник <https://soveti-sekreti.ru/interesnoe/kak-pravilno-podobrat-naruzhnoe-osveshhenie> (Дата обращения: 30.05.2021).

21. СИП 10кВ. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.google.com/> (Дата обращения: 22.04.2021).

22. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».