

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 Реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ

Студент

И.А. Ермаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проводится реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ.

Приведена краткая характеристика ПС-29 110/10 кВ, обоснована необходимость проведения реконструкции.

Осуществлена реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ, включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений, расчёт электрических нагрузок, выбор сечения проводников, выбор и проверка силовых трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчёт электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции, выбор силовых трансформаторов, аппаратов защиты и проводников системы собственных нужд подстанции, организация учета и контроля электроэнергии, энергосберегающие мероприятия на ПС-29 110/10 кВ.

Разработаны мероприятия по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности. Рассчитан контур заземления ПС-29 110/10 кВ.

Проведено технико – экономическое обоснование реконструкции.

Работа состоит из 62 страниц, 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	6
1.1 Требования нормативных документов к системам электроснабжения.....	6
1.2 Техническая характеристика ПС-29 110/10 кВ.....	8
1.3 Характеристика потребителей ПС-29 110/10 кВ	9
1.4 Обоснование необходимости проведения реконструкции	11
2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-29 110/10 кВ	12
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений	12
2.2 Расчёт электрических нагрузок	14
2.3 Выбор сечения проводников.....	15
2.4 Выбор и проверка силовых трансформаторов	18
2.5 Расчёт токов короткого замыкания	20
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов	24
2.7 Расчёт электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции	34
2.8 Выбор силовых трансформаторов, аппаратов защиты и проводников системы собственных нужд подстанции	41
2.9 Расчёт потерь электроэнергии в системе собственных нужд.....	53
3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда	55
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности.....	55
3.2 Организация учета и контроля электроэнергии.....	58
Заключение	60
Список используемых источников.....	61

Введение

Целью работы является реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции и модернизации электрических систем, станций и подстанций всех типов и классов напряжения для обеспечения качественного, надёжного, безопасного, экономичного электроснабжения потребителей согласно требованиям [1-4].

Объектом исследования является электрическая часть ПС-29 110/10 кВ.

Предметом исследования является электрические сети, аппараты и электрооборудование электрической части ПС-29 110/10 кВ.

Работа состоит из трёх глав, в которых решаются основные задачи работы:

- в первой главе проводится характеристика ПС-29 110/10 кВ, а также приводится краткое обоснование необходимости проведения реконструкции;

- во второй главе осуществляется реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ, включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений, расчёт электрических нагрузок, выбор сечения проводников, выбор и проверка силовых трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчёт электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции, выбор силовых трансформаторов, аппаратов защиты и проводников системы собственных нужд подстанции ПС-29 110/10 кВ;

- в третьей главе осуществляется разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности, проводится разработка мероприятий по организации учета и контроля электроэнергии.

В графической части приведены следующие чертежи:

1. Схема электрических соединений ПС-29 110/10 кВ до проведения реконструкции.

2. Схема электрических соединений ПС-29 110/10 кВ в результате проведения реконструкции.

3. План расположения оборудования ПС-29 110/10 кВ.

4. Конструкция ячеек распределительного устройства 10 кВ ПС-29 110/10 кВ.

5. Схема электрических соединений системы собственных нужд ПС-29 110/10 кВ.

6. Структурная схема АСКУЭ для контроля и учёта электроэнергии на ПС-29 110/10 кВ.

Работа выполняется с использованием рекомендованной литературы и нормативных документов.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

1.1 Требования нормативных документов к системам электроснабжения

Основные требования нормативных документов, предъявляемые непосредственно к системам электроснабжения, заключаются в обеспечении и выполнении трех основных положений:

- 1) надежность электроснабжения потребителей;
- 2) нормативное качество электроэнергии;
- 3) экономичность работы системы электроснабжения.

Надежностью электроснабжения потребителей называют способность системы электроснабжения (СЭС) обеспечить потребителей электроэнергией, строго установленных норм и качества по определенным законам без срыва плана и недопустимых аварийных перерывов электроснабжения.

Надежность СЭС зависит от ее схемы, степени резервирования, а также надежности отдельных элементов с учетом их способности к систематическим перегрузкам.

Надежность СЭС должна соответствовать характеру потребителей, которые от нее питаются.

С точки зрения надежности электроснабжения, все электроприемники (ЭП) делят на три категории: первую, вторую и третью.

Известно, что категории электроприёмников по надежности электроснабжения определяются в процессе проектирования системы электроснабжения на основании нормативной документации, а также технологической части проекта.

К показателям качества электроэнергии относятся [1-3]:

- установившееся отклонение напряжения dU_y ;
- размах изменения напряжения dU_t ;
- доза фликера P_t ;

- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения KU ;
- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $KU(n)$;
- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U} ;
- отклонение частоты Df ;
- срок провала напряжения DtU ;
- импульсное напряжение $U_{имп}$;
- коэффициент временного перенапряжения K_U .

В соответствии с [1], параметры качества электроэнергии в точках присоединения потребителей в нормальных условиях эксплуатации должны соответствовать параметрам.

Согласно [1], установлены два уровня норм качества электроэнергии: нормально допустимые и предельно допустимые.

Согласно [2,3] показатели качества электроэнергии также подразделяют на две категории – продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события.

Продолжительные изменения характеристик напряжения представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок.

Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных.

Экономичность работы систем электроснабжения подразумевает получение оптимальных энергетических и технических показателей при минимальных расходах со стороны потребителя.

Все приведённые основные аспекты требований к системам электроснабжения необходимо учесть в работе при выполнении поставленного задания.

1.2 Техническая характеристика ПС-29 110/10 кВ

ПС-29 110/10 кВ, которая является объектом исследования в работе, расположена в Сосновском районе Ленинградской области.

На рассматриваемой ПС-29 110/10 кВ применяются следующие классы номинальных напряжений: $U_{номВН} = 110$ кВ; $U_{номНН} = 10$ кВ.

Трансформаторная подстанция ПС-29 110/10 кВ состоит из следующих основных структурных элементов [3]:

- распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН) – предназначен для приёма и распределения высшего напряжения на номинальном напряжении 110 кВ. Конструктивно выполнено открытым (ОРУ-110 кВ). В ОРУ-110 кВ установлены следующее оборудование: разъединители РНДЗ 1-110/1000УХЛ, высоковольтный масляный выключатель марки МКП-110-М, разрядники РВС-110, трансформатор напряжения НКФ-110-83, трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1;

- силового трансформатора марки ТМН-6300/110, обеспечивающего понижение напряжения со 110 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в КРУН 10 кВ. Как правило, на ТП устанавливаются 1 или 2 силовых трансформатора в зависимости от категории надёжности потребителей [1]. Подавляющее большинство потребителей ПС-29 110/10 кВ относится к III категории надёжности потребителей (около 80%), остальные потребители составляют II категорию (около 20%), поэтому на указанной подстанции установлен один силовой трансформатор согласно требований [1];

- распределительного устройства низшего напряжения (РУ ВН) – предназначен для приёма и распределения низшего напряжения на

номинальном напряжении 10 кВ. Конструктивно выполнено комплектным наружной установки (КРУН-10 кВ).

Оборудование распределительного устройства размещается в ячейках, что отличает КРУН от других типов РУ – открытого и закрытого.

В вводных и отходящих ячейках КРУН-10 кВ предусмотрены вводные электрические аппараты для защиты сети от короткого замыкания, а также для коммутации (масляные выключатели высокого напряжения ВК-10/1000, разрядники РВС-10, трансформатор напряжения НТМИ-10/66УЗ, защищённые предохранителями ПК-10 и трансформаторы тока типа ТПЛ-10, установленные на каждой отходящей линии и выполненные по схеме полной звезды (в фазах А, В и С).

Видимый разрыв обеспечивает ремонтное положение выкатного элемента, на котором установлены указанные выключатели.

Для обеспечения собственных нужд подстанции ТП-110/10 кВ предусмотрен трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ марки ТМ-250/10 кВ.

1.3 Характеристика потребителей ПС-29 110/10 кВ

Потребителями ПС-29 110/10 кВ являются коммунальные, промышленные и бытовые потребители, которые получают питание от ячеек КРУН-10 кВ воздушными линиями электропередачи (ВЛ-10 кВ) с последующей трансформацией напряжения 10 кВ до напряжения 0,38/0,22 кВ и непосредственного распределения его потребителям.

Как было указано ранее, потребители ПС-29 110/10 кВ относятся ко II и III категориям надёжности потребителей.

При этом резервирование потребителей II категории надёжности осуществляется на напряжении 0,4 кВ воздушными линиями от ПС-32 110/10 кВ, которая подлежит демонтажу вследствие нецелесообразности её использования в связи со значительным сокращением её фактических потребителей.

При этом в КРУН-10 кВ на ПС-29 110/10 кВ предусмотрено 8 ячеек, от которых непосредственно питаются потребители указанной ПС.

На всех отходящих линиях используется провод марки АС-25.

Среднесуточные нагрузки отходящих линий 10 кВ ПС-29 110/10 кВ представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднесуточные нагрузки отходящих линий 10 кВ ПС-29

Линия	Нагрузка (среднесуточная), кВт	
	Лето	Зима
Л1 «Афанасьево»	75	99
Л2 «Завод»	720	760
Л3 «Заполье»	8,7	11
Л4«Студенки»	9,8	11,6
Л5 «Игнатово»	26	30
Л6 «Посёлок»	152	173
Л7 «Озерки»	63	238
Л8 «Ферма»	73,6	76

При этом к указанной ПС-29 110/10 кВ планируется подключение новых потребителей – нефтеперекачивающей станции (НПС), большинство потребителей которой относится к I и II категориям надёжности, поэтому, согласно требованиям [1], должны получать питание от двух независимых источников.

Установленная нагрузка подключаемых потребителей НПС – 4 линии по 1550 кВт каждая.

Кроме того, в связи с указанным ранее демонтажом ПС-32 110/10 кВ, необходимо также обеспечить питанием потребителей, которые ранее получали питание от трансформатора собственных нужд (СН) на напряжении 0,4 кВ демонтируемой ПС-32 110/10 кВ. Установленная нагрузка указанных потребителей: гараж - 40,0 кВт; мастерские - 180,0 кВт.

1.4 Обоснование необходимости проведения реконструкции

В результате проведённого анализа, установлено:

1) в работе необходимо провести реконструкцию схемы электроснабжения ПС-29 110/10 кВ в связи с подключением новых потребителей I и II категорий надёжности, которые согласно требованиям [1], должны получать питание от двух независимых источников, что не выполняется в исходной схеме ПС-29 110/10 кВ. В связи с этим необходимо провести реконструкцию схемы электрических соединений ПС-29 110/10 кВ с установкой на ПС второго силового трансформатора и последующей реконструкцией схем ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ;

2) в связи с демонтажом ПС-32 110/10 кВ, необходимо также обеспечить питанием потребителей, которые ранее получали питание от трансформатора собственных нужд (СН) на напряжении 0,4 кВ демонтируемой ПС-32 110/10 кВ. В работе планируется запитать их от системы электроснабжения собственных нужд ПС-29 110/10 кВ. В связи с этим аспектом, а также с указанной ранее необходимостью проведения реконструкции схемы электрических соединений ПС-29 110/10 кВ, необходимо провести реконструкцию системы собственных нужд ПС-29 110/10 кВ;

3) в связи с моральным и физическим износом, необходима замена провода отходящих линий 10 кВ марки АС на инновационный провод марки СИП, что позволит значительно повысить надёжность схемы, уменьшить расходы на эксплуатацию и ремонт, а также снизить потери электроэнергии в указанных линиях.

2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-29 110/10 кВ

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений

В связи с необходимостью, обоснованной в предыдущем разделе, проводится реконструкция схемы электрических соединений ПС-29 110/10 кВ, в результате которой на данной ПС проводятся следующие мероприятия:

1) в связи с подключением к существующей системе электроснабжения ПС-29 110/10 кВ новых потребителей I и II категорий надёжности (НПС), которые, согласно требованиям [1], должны получать питание от двух независимых источников, на ПС-29 110/10 кВ устанавливается второй силовой трансформатор 110/10 кВ, номинальная мощность которого рассчитывается в работе далее;

2) при реконструкции схемы ОРУ 110 кВ используется схема электроснабжения «110-4Н» - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Резервирование в данной схеме осуществляется с помощью ремонтной перемычки. В указанной перемычке находятся два разъединителя, которые в нормальном режиме работы отключены и включаются при исчезновении напряжения на одной из линий напряжением 110 кВ. При этом через указанную ремонтную перемычку с двумя разъединителями есть непосредственная возможность осуществлять ремонтные работы с непосредственным выводом в ремонт электрооборудования рассматриваемой ПС-29 110/10 кВ;

3) при реконструкции схемы КРУН-10 кВ применяется секционированная система сборных шин с резервированием секционным выключателем, который в нормальном режиме работы выключен и включается под действием устройства автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин КРУН 10 кВ, обеспечивая тем самым питание потребителей секции шин, оставшейся без напряжения. В схеме предусмотрена отдельная работа

системы сборных шин 10 кВ. Видимый разрыв обеспечивает ремонтное положение выкатного элемента, на котором установлены указанные выключатели;

4) в связи с применением новой схемы электрических соединений в КРУН-10 кВ, необходимо разделить потребители ПС-29 110/10 кВ на две секции сборных шин с установкой дополнительной ячейки для секционного выключателя;

5) в связи с подключением новых потребителей к указанной ПС-29 110/10 кВ (НПС), необходима дополнительная реконструкция ячеек КРУН-10 кВ, которая заключается в установке новых ячеек (всего – 4 шт): по две на каждую секцию сборных шин 10 кВ. В работе применяются ячейки типа КРУН К-59;

6) в работе необходимо провести реконструкцию системы собственных нужд (СН) ПС-29 110/10 кВ с присоединением новых потребителей в связи с демонтажом питающей их ранее ПС-32 110/10 кВ. Для выполнения указанных мероприятий по реконструкции СН на ПС-32 110/10 кВ в схеме электрических соединений необходимо предусмотреть два трансформатора СН, питающихся от разных секций шин КРУН-10 кВ по условиям резервирования согласно [1]. При этом выбор трансформаторов СН, а также новых электрических аппаратов и проводников необходимо проводить с учётом подключения новых потребителей с учётом реконструкции схемы соединений СН;

7) в связи с моральным и физическим износом, необходима замена устаревшего оборудования ПС-29 110/10 кВ (выключателей, разрядников и др.) на новые, современные марки, а также замена провода отходящих линий 10 кВ марки АС на инновационный провод марки СИП, что позволит значительно повысить надёжность схемы, уменьшить расходы на эксплуатацию и ремонт, а также снизить потери электроэнергии в указанных линиях. При замене электрических аппаратов ячейки КРУН К-59 остаются без изменения, т.е. проводится частичная реконструкция с заменой только

электрических аппаратов и без замены ячеек КРУН 10 кВ, что приведёт к значительной экономии затрат на покупку новых ячеек, а также их монтаж и ввод в эксплуатацию. Выбранные и описанные мероприятия по реконструкции электрической части ПС-29 110/10кВ детально рассматриваются в работе далее.

2.2 Расчёт электрических нагрузок

Проводится расчёт для ПС-29 110/10 кВ электрических нагрузок по фактическим данным в максимальном режиме согласно [1] по методике [6,8]:

- значение активной нагрузки ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье» ПС-29 110/10 кВ

$$P_{ВЛ} = P_{max}, кВт, \quad (2.1)$$

где P_{max} – максимальное значение среднесуточной активной нагрузки, кВт (принимается значение зимней нагрузки);

- значение реактивной нагрузка ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье» ПС-29 110/10 кВ

$$Q_{ВЛ} = P_{ВЛ} tg\varphi, кВА, \quad (2.2)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий коэффициенту активной мощности $cos\varphi$;

- значение полной нагрузки ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье» ПС-29 110/10 кВ

$$S_{ВЛ} = \sqrt{P_{ВЛ}^2 + Q_{ВЛ}^2}, кВА; \quad (2.3)$$

- значение расчётного тока ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье» ПС-29 110/10 кВ

$$I_{ВЛ} = \frac{S_{ВЛ}}{\sqrt{3}U_{ном}}, А, \quad (2.4)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Согласно исходным данным $P_{ВЛ} = P_{max} = 11$ кВт, $cos\varphi = 0,85$, $tg\varphi = 0,62$.

По выражениям (2.2) - (2.4) для ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье» ПС-29 110/10 кВ

$$Q_{ВЛ} = 11 \cdot 0,62 = 6,8 кВАр.$$

$$S_{ВЛ} = \sqrt{11^2 + 6,8^2} = 12,9 \text{ кВА.}$$

$$I_{ВЛ} = \frac{12,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,7 \text{ А.}$$

Расчёт нагрузки остальных ВЛ 10 кВ проводится аналогично и результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчёта нагрузки отходящих линий ВЛ 10 кВ ПС-29 110/10 кВ

Отходящая линия	Расчётные нагрузки ВЛ 10 кВ			
	$P_{ВЛ}, \text{ кВт}$	$Q_{ВЛ}, \text{ кВАр}$	$S_{ВЛ}, \text{ кВА}$	$I_{ВЛ}, \text{ А}$
Л1 «Афанасьево»	99	61,4	116,5	6,7
Л2 «Завод»	760	471,2	894,2	51,7
Л3 «Заполье»	11	6,8	12,9	0,7
Л4 «Студенки»	11,6	7,2	13,6	0,8
Л5 «Игнатово»	30	18,6	35,3	2,1
Л6 «Посёлок»	173	107,3	203,6	11,8
Л7 «Озерки»	238	147,6	280,0	16,2
Л8 «Ферма»	76	47,1	89,4	5,2
НПС-1	1550	961	1823,7	105,4
НПС-2	1550	961	1823,7	105,4
НПС-3	1550	961	1823,7	105,4
НПС-4	1550	961	1823,7	105,4

2.3 Выбор сечения проводников

Сечение проводника F_3 по условию экономической плотности тока определяется по максимальному току линии в нормальном режиме работы так [1,5-8]:

$$F_3 = \frac{I_n}{j_3}, \text{ мм}^2, \quad (2.5)$$

где I_n – значение расчётного тока линии в нормальном режиме работы системы;

J_0 - плотность тока, А/мм² [1].

Сечения проводов воздушных линий, в соответствии с [1], также должны удовлетворять требованию механической прочности.

При этом минимальный диаметр проводов ВЛ напряжением 10 кВ на магистралях и линейных ответвлениях для данных района по стенке гололёда и по ветровому давлению должно быть не менее 25 мм², а минимальное сечение проводника ВЛ 110 кВ по условиям короны должно составлять не менее 70 мм² согласно [1].

При этом при реконструкции в качестве провода на ВЛ-110 кВ выбирается и проверяется провод марки АС, а для ВЛ-10 кВ выбирается изолированный провод марки СИП, имеющий ряд неоспоримых преимуществ перед проводами марок А и АС: безопасность, удобство монтажа и обслуживания, уменьшения затрат на линию электропередачи, надёжность, меньшая величина потерь электроэнергии и т.д.

Для повышения надёжности работы линий распределения и передачи электроэнергии до 20 кВ применяют самонесущие алюминиевые провода, выполненные в полиэтиленовой изоляции.

В последнее время самонесущие изолированные провода стали применять в России.

В работе применяются провода системы СИП – 3 с изоляцией из сшитого полиэтилена [12].

Данная система СИП с изолированной несущей нейтралью, называемая также «французской системой», которая состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил.

Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы.

Так как в работе после реконструкции применяется подстанция с двумя трансформаторами с резервированием, значение тока послеаварийного режима в ВЛ 10 кВ [1]

$$I_A = 1,4I_{ВЛ}, А. \quad (2.6)$$

Проверка сечения провода на допустимый нагрев максимальным током в послеаварийном режиме [1]:

$$I_{доп} \geq I_A, А, \quad (2.7)$$

где $I_{доп}$ – значение длительно – допустимого тока выбранного провода [1].

Проверка по условию механической прочности [1]

$$F_{ст} \succ F_{мин} = 25 мм^2. \quad (2.8)$$

В работе далее проведены расчёты и выбор сечения провода на примере ВЛ-10 кВ Л1 «Заполье».

$$I_{ВЛ} = 0,7 А.$$

$$I_A = 1,4 \cdot 0,7 \approx 1 А.$$

По условию (2.5)

$$F_{э.н} = 1/1,1 \approx 1 мм^2.$$

Принимается минимально допустимое сечение провода ВЛ-10 кВ по условиям механической прочности $F_{ст} = 25 мм^2$.

Выбирается провод марки СИП-3 3х25 с допустимым током $I_{доп} = 130 А$ ([1]).

Проверка по условию (2.7)

$$130 \succ 1, А.$$

Проверка по условиям механической прочности также выполняется

$$25 = 25, мм^2.$$

Окончательно принимается провод марки СИП-3 3х25 с допустимым током $I_{доп} = 130 А$.

Выбор сечения проводников по фактической нагрузке остальных ВЛ 10 кВ ПС-29 110/10 кВ выполнен аналогично и результаты приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор сечения проводников по фактической нагрузке отходящих линий ВЛ 10 кВ ПС-29 110/10 кВ

Отходящая линия	Результаты выбора			
	$I_{ВЛ}, А$	$I_A, А$	Марка провода	$I_{дон}, А$
ВЛ – 110 кВ				
ВЛ – 110 кВ	33,1	46,3	АС-70/11	265
ВЛ – 10 кВ				
Л1 «Афанасьево»	6,7	9,4	СИП-3 3x25	130
Л2 «Завод»	51,7	72,4	СИП-3 3x25	130
Л3 «Заполье»	0,7	1,0	СИП-3 3x25	130
Л4 «Студенки»	0,8	1,1	СИП-3 3x25	130
Л5 «Игнатово»	2,1	2,9	СИП-3 3x25	130
Л6 «Посёлок»	11,8	16,5	СИП-3 3x25	130
Л7 «Озерки»	16,2	22,7	СИП-3 3x25	130
Л8 «Ферма»	5,2	7,3	СИП-3 3x25	130
НПС-1	105,4	147,6	СИП-3 3x35	200
НПС-2	105,4	147,6	СИП-3 3x35	200
НПС-3	105,4	147,6	СИП-3 3x35	200
НПС-4	105,4	147,6	СИП-3 3x35	200

В результате проведённых расчётов, на всех линиях ВЛ-10 кВ выбраны провода с изоляцией из сшитого полиэтилена марки СИП-3, которые устанавливаются на отходящих линиях ВЛ 10 кВ ПС – 110/10 кВ вместо проводов марки АС-25. Для ВЛ-110 кВ расчётным путём доказана целесообразность применения провода марки АС-70/11 (по критериям механической прочности и условиям короны). Все выбранные проводники наносятся на графический лист №2 работы.

2.4 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В связи с описанными ранее мероприятиями по реконструкции ПС-29 110/10 кВ, проводится выбор и проверка силовых трансформаторов ПС-29 110/10 кВ по фактической нагрузке в нормальном и послеаварийном режимах

работы согласно требованиям и нормам [1,5].

До проведения реконструкции на ПС-29 110/10 кВ был установлен один силовой трансформатор марки ТМН-6300/110.

Для трансформаторных подстанций, на которых устанавливаются два силовых трансформатора, мощность каждого из них выбирается согласно требованиям [5]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}. \quad (2.9)$$

Выбранный силовой трансформатор должен быть проверен в нормальном режиме работы согласно [5]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (2.10)$$

Выбранный силовой трансформатор также должен быть проверен в послеаварийном режиме работы согласно [5]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (2.11)$$

Максимальное значение суммарной полной нагрузки силовых трансформаторов ПС-29 110/10 кВ, определенное по фактическим данным

$$S_{ТП} = K_o \sum_{i=1}^n S_{ВЛ}, \quad (2.12)$$

где K_o – коэффициент одновременности максимума нагрузки на шинах 10 кВ ПС-29 110/10 кВ, принимается значение $K_o=0,9$ [1].

По условию (2.12)

$$S_{ТП} = 0,9(116,5 + 894,2 + 12,9 + 13,6 + 35,3 + 203,6 + 280 + 89,4 + 4 \cdot 1823,7) = 8046,3 \text{кВА}.$$

Согласно условию (2.9)

$$S_{ном.т} \geq \frac{8046,3}{1,4} = 5747,3 \text{кВА}.$$

Выбирается силовой трансформатор ТМН-6300/110 [15].

Согласно условию (2.10)

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot 8046,3}{6300} = 0,64.$$

Согласно условию (2.11)

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{8046,3}{6300} = 1,28.$$

В результате проведённых расчётов установлено, что к силовому трансформатору ТМН – 6300/110, установленному на ПС-110/10 кВ до проведения реконструкции, необходимо установить на второй линии силовой трансформатор точно такой же марки (ТМН-6300/110).

Расчётным путём показано, что два силовых трансформатора марки ТМН-6300/110 с учётом подключения новой нагрузки и реконструкции схемы электрических соединений ПС – 110/10 кВ, обеспечат её надёжную работу в нормальном и послеаварийном режимах.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в работе производится для дальнейшего выбора и проверки электрических аппаратов и проводников согласно методике, приведённой в [6,8]. В работе необходимо произвести расчёт максимальных значений токов трёхфазного короткого замыкания в послеаварийном режиме работы системы.

Исходная схема замещения для расчётов токов короткого замыкания приведена на рисунке 2.1.

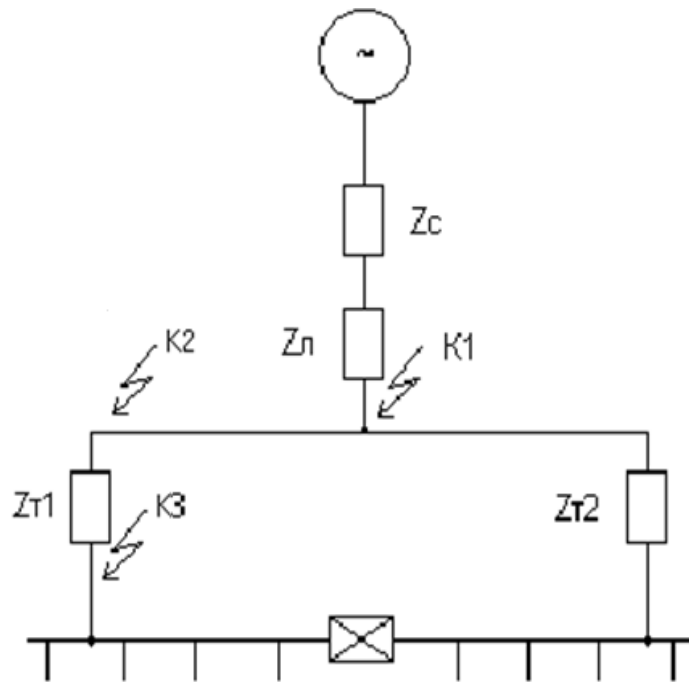


Рисунок 2.1 - Исходная схема замещения для расчётов токов короткого замыкания

Определяются параметры схемы замещения, которые приводятся к высшему напряжению ПС (110 кВ).

Суммарное сопротивление системы $Z_c = 42$ Ом принято по техническим данным энергоснабжающей организации.

Значение сопротивлений силовых трансформаторов ПС – 110/10 кВ согласно [5,10]:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.н.}^2}{S_n^2}, \text{ Ом.} \quad (2.13)$$

$$r_T = \frac{10,5 \cdot 110^2}{6300^2} = 0,003 \text{ Ом.}$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{в.н.}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

$$x_T = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 6300} = 0,2 \text{ Ом.}$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

$$Z_T = \sqrt{0,03^2 + 0,2^2} = 0,20 \text{ Ом.}$$

Значение активного сопротивления линии [6,18]:

$$r_L = r_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (2.16)$$

где r_0 - удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км).

Значение реактивного сопротивления линии [6,18]:

$$x_L = x_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (2.17)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км);

l – общая длина линии (км).

Значение полного сопротивления воздушной линии электропередачи ВЛ-110 кВ [6,18]:

$$z_L = \sqrt{x_L^2 + r_L^2}, \text{ Ом.} \quad (2.18)$$

ПС – 110/10 кВ от энергосистемы питает высоковольтная линия ВЛ-110 кВ со следующими параметрами, выбранными в работе ранее: маркапровода АС-70/11, $r_0 = 0,21$ Ом/км, $x_0 = 0,358$ Ом/км, $l = 18$ км [1].

Значение активного, реактивного и полного сопротивлений линии [6,18]

$$r_L = 0,21 \cdot 18 = 3,78 \text{ Ом.}$$

$$x_L = 0,358 \cdot 18 = 6,44 \text{ Ом.}$$

$$z_L = \sqrt{3,78^2 + 6,44^2} = 7,47, \text{ Ом.}$$

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания [6,8]:

$$I_k = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3} X_{\Sigma}}, \quad (2.19)$$

где U_{\max} – максимальное значение напряжения в максимальном режиме (принимается без регулировки ответвлений в силовом трансформаторе ПС);

Z_{Σ} – суммарное полное значение сопротивления до точки короткого замыкания.

Значение тока КЗ при приведении к номинальному значению напряжения для точки КЗ [6,18]:

$$I_k = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}}, \text{кА.} \quad (2.20)$$

Значение ударного тока короткого замыкания [6,8]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2}K_{y\partial} \cdot I_k. \quad (2.21)$$

В работе рассмотрен расчёт токов КЗ на примере расчётной точки К1 (рисунок 2.2).

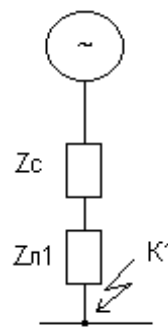


Рисунок 2.2 - Схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1

Из исходной схемы (рисунок 2.1) можно определить, что расчётная точка К1 расположена на основной ступени напряжения.

Поэтому для расчётной точки К1

$$Z_{\Sigma k-1} = Z_c + Z_{л1} = 42 + 7,47 = 49,47 \text{ Ом.}$$

$$I_{k1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 49,47} = 1,3 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,3 = 3,1 \text{ кА.}$$

Из исходной схемы (рисунок 2.1) можно определить, что расчётная точка К2 также расположена на основной ступени напряжения. Поэтому для К2

$$Z_{\Sigma K-2} = Z_{\Sigma K-1} + Z_l = 49,47 + 7,47 = 56,94 \text{ Ом.}$$

$$I_{k2} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 56,94} = 1,12 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,12 = 2,7 \text{ кА.}$$

Точка К3 не находится на основной ступени напряжения, поэтому результаты получаются при приведении к ступени высшего напряжения [5,10]:

$$Z_{\Sigma K-3} = Z_{\Sigma K-2} + Z_m = 56,94 + 0,2 = 56,96 \text{ Ом.}$$

$$I_{k3} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 56,96} \cdot \frac{110}{10} = 12,3 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 12,3 = 24,2 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов К3 сведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты расчетов токов К3

Параметр	Расчетная точка К3		
	К1	К2	К3
Z_{Σ} , Ом	49,47	56,94	56,96
I_k , кА	1,3	1,12	12,3
$i_{y\partial}$, кА	3,1	2,7	24,2

2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов

Для защиты и коммутации ВЛ 10 кВ ПС – 110/10 кВ в КРУН-10 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели.

В исходной схеме до проведения реконструкции на ПС – 110/10 кВ для защиты и коммутации отходящих линий 10 кВ были установлены масляные выключатели устаревшего типа ВК-10/1000.

В работе предлагается заменить их на инновационные вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10, что значительно повысит надёжность всей

системы электроснабжения, а также снизит затраты на обслуживание и ремонт.

Выбор выключателей производится [11,18]:

- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (2.22)$$

- по номинальному току

$$I_{раб.макс} \leq I_n; \quad (2.23)$$

- выключатель проверяется на симметричный ток отключения

$$I_{пт} \leq I_{откн}, \quad (2.24)$$

где $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА;

- выключатель проверяется на отключение асимметричного тока КЗ [7,10]

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.25)$$

где $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания;

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \text{ с}, \quad (2.26)$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя;

- на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ [2,11,18]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (2.27)$$

где $i_{np.c}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

- на термическую стойкость выбранный выключатель проверяется по значению теплового импульса [11,18]

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (2.28)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (2.29)$$

где B_k – тепловой импульс по расчёту;

I_T – предельный ток термической устойчивости;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

По приведённым выше условиям проводится выбор высоковольтного выключателя 10 кВ для защиты и коммутации ВЛ-10 кВ «Заполье». Максимальный рабочий ток данной линии рассчитан ранее и равен току послеаварийного режима $I_{раб.макс} = 1$ А.

Предварительно выбирается вакуумный высоковольтный выключатель марки ВВ/TEL-10-20/630-У2-48[11] и производится его проверка.

По условию (2.22):

$$U_{ном} = 10 кВ = U_{сети} = 10 кВ.$$

По условию (2.23):

$$I_{ном} = 630 А > I_{расч} = 1 А.$$

По условию (2.24):

$$I_{откл} = 20 кА > I_{кз} = 12,3 кА.$$

По условию (2.25):

$$i_{np.cкв} = 52 кА > i_{ук1} = 24,2 кА.$$

По условию (2.27):

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 кА^2 с > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 12,4^2 \cdot (5 + 0,02) = 771,8 кА^2 с.$$

По условию (2.28):

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл} (1 + \beta_{ном} / 100) = \sqrt{2} \cdot 20 (1 + 0,25) = 35 > \sqrt{2} \cdot 12,3 \cdot (1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}) = 19,9 кА^2 \cdot с$$

Таким образом, расчётным путём установлено, что выбранный выключатель марки ВВ/TEL-10-20/630-У2-48 удовлетворяет всем поставленным условиям выбора и проверки.

Выбор высоковольтных выключателей в КРУН-10 кВ для защиты и коммутации остальных ВЛ 10 кВ выполняется аналогично и результаты выбора приведены в таблице 3.5.

Значение расчётного тока на вводе напряжением 10 кВ с учётом резервирования рассчитывается так:

$$I_{\text{раб.макс.}} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \text{ А.} \quad (2.30)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,8 \text{ А.}$$

Значение токов отходящих линий 10 кВ рассчитаны ранее.

Выбор остальных высоковольтных выключателей в ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ выполняется аналогично и результаты выбора представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор высоковольтных выключателей

Назначение выключателя	Марка выключателя	Условие выбора	Данные расчёта	Данные каталога
Сеть 110 кВ				
ОРУ-110 кВ	ВГУ-110/2000УХЛ1	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 33,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$	$i_y = 3,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 120 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 254,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{нт}} = 1,3 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$
Сеть 10 кВ				
КРУН-10 кВ				
Вводной 10 кВ	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 509,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$

Продолжение таблицы 2.4.

Назначение выключателя	Марка выключателя	Условия выбора	Данные расчёта	Данные каталога
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
Секционный 10 кВ	ВВ/TEL-10- 20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=509,8$ А	$I_{ном} = 630$ А
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
Выключатели отходящих линий 10 кВ				
«Афанасьево»	ВВ/TEL-10- 20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=6,7$ А	$I_{ном} = 630$ А
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
«Завод»	ВВ/TEL-10- 20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=51,7$ А	$I_{ном} = 630$ А
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
«Заполье»	ВВ/TEL-10- 20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=0,7$ А	$I_{ном} = 630$ А
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА
«Студенки»	ВВ/TEL-10- 20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=0,8$ А	$I_{ном} = 630$ А
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y=24,2$ кА	$i_{пр.скв.} = 80$ кА
		$B_K \leq I_T^2 t_T$	$B_K=771,8$ кА ² с	$I_T^2 t_T= 1200$ кА ² с
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3$ кА	$I_{отк} = 20$ кА

Продолжение таблицы 2.4.

Назначение выключателя	Марка выключателя	Условия выбора	Данные расчёта	Данные каталога
«Игнатово»	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
Линейный (линия Л6 «Посёлок»)	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$I_{раб.макс} = 11,8 \text{ А}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
«Посёлок»	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 11,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
«Озерки»	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 16,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
«Ферма»	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 5,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
«НПС 1–4» (4 ячейки)	ВВ/TEL-10-20/630-У2-48	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
		$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 105,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
		$i_y \leq i_{пр.скв.}$	$i_y = 24,2 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 80 \text{ кА}$
		$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 771,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
		$I_{нт} \leq I_{отк}$	$I_{нт} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$

Выбор разъединителей для непосредственной установки в ОРУ 110 кВ производится согласно [3,5]:

- по напряжению;
- по току;
- по конструкции;

- по исполнению;
- по роду установки;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Результаты выбора разъединителей напряжением 110 кВ сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 - Результаты выбора разъединителей 110 кВ

Разъединитель марки РГ-110 (УХЛ1)		
Условие выбора	Данные расчёта	Данные каталога
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_H$	$I_{раб.макс} = 33,1 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 3,1 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 254,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 4000 \text{ кА}^2\text{с}$

Заземлители выбираются согласно рекомендациям [7].

Выбор трансформаторов тока осуществляется в работе только на стороне 10 кВ, так как в ранее выбранных высоковольтных выключателях напряжением 110 кВ трансформаторы тока являются встроенными в данные выключатели и отдельно их выбирать не нужно.

Выбор трансформаторов тока производится так:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.31)$$

где $U_{ном}$ – номинальное (паспортное) напряжение трансформатора тока, кВ.

- по номинальному току:

$$I_{макс} \leq I_{ном} \quad (2.32)$$

где $I_{ном}$ – значение номинального (паспортного) первичного тока трансформатора тока, А.

- по необходимому классу точности.

Проверяется выбранный трансформатор тока на динамическую устойчивость при токах КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (2.33)$$

где $i_{дин}$ – значение тока электродинамической стойкости, кА.

Необходимо также проверить ТТ на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (2.34)$$

где $t_{мер}$ – предельно допустимое время прохождения тока термической стойкости, с;

B_k – импульс квадратичного тока КЗ, кА²·с;

$I_{мер}$ – значение тока термической стойкости, кА.

По подключённым к ТТ приборам и устройствам (вторичная нагрузка):

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (2.35)$$

где $Z_{2ном}$ – допустимое номинальное значение нагрузки в определённом классе точности, Ом;

Z_2 – значение вторичной нагрузки, Ом.

Указанное значение вторичной нагрузки определяется так:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (2.36)$$

где $r_{приб}$ – активное сопротивление приборов, Ом;

$r_{пр}$ – активное сопротивление измерительных проводов, Ом;

r_k – активное переходное сопротивление контактов, Ом.

При этом значение сопротивления приборов определяется:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (2.37)$$

где $I_{2ном}$ – значение номинального вторичного тока трансформатора тока, А;

$S_{приб}$ – суммарное значение полной мощности, потребляемой всеми подключёнными к ТТ приборами, ВА.

Осуществляется выбор трансформаторов тока на вводе.

Предварительно выбирается трансформатор тока марки ТПК-10, значение номинального тока вторичной обмотки выбранного ТТ принимается равным 400 А.

Вторичный ток трансформатора тока равен 5 А.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке определяется его нагрузка вторичных цепей (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Нагрузка трансформатора тока

Прибор	Количество, шт	Нагрузка каждой фазы, ВА		
		Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
1	2	3	4	5
Счетчик активной энергии	1	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	1	2,5	-	2,5
Итого	2	5,0	-	5,0

Номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока типа ТПК-10 в классе точности 0,5 составляет 0,4 Ом.

Выбирается трансформатор тока типа ТПК-10, для которого проводится проверка по вторичной нагрузке.

Сопrotивление контактов принимается равным $r_k = 0,05$ (т.к. подключается только два прибора).

Допустимое сопротивление проводов равно:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15(Ом)$$

Результаты выбора и проверки трансформатора тока на вводе 10 кВ приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – 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
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 183,1$ А	$I_n = 400$ 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

Результаты аналогично проведённого выбора трансформаторов тока для установки на отходящих линиях напряжением 10 кВ сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – 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	$I_{н} = 50$ 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

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по выражениям:

- по значению номинального напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{1ном}, \quad (2.38)$$

где $U_{1ном}$ – значение номинального первичного напряжения.

- по подключённым к ТН приборам и устройствам (вторичная нагрузка):

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (2.39)$$

где S_2 – суммарная мощность подключённых к ТТ приборов.

Таблица 2.9 – Расчёт суммарной вторичной нагрузки ТН

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

Суммарная вторичная нагрузка ТН, ВА (по результатам таблицы 2.9):

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

На стороне 110 кВ выбирается трансформатор напряжения типа НКФ-110/83 с номинальной вторичной нагрузкой 400 ВА при классе точности 0,5.

На стороне 10 кВ выбирается трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95 с номинальной вторичной нагрузкой 200 ВА при классе точности 0,5.

Так как на ОРУ-110 кВ требуется ОПН внешней установки, выбираются ограничители перенапряжений типа ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1.

На стороне 10 кВ используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1, которые устанавливаются в шкафах КРУН-10 кВ совместно с ранее выбранными вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

2.7 Расчёт электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции

На электростанциях и подстанциях 35-220 кВ и более для питания электроэнергией вспомогательных приборов, агрегатов и прочих потребителей собственных нужд (СН) используют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей оперативным переменным либо постоянным током. Отключение собственных нужд может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных проблем при восстановлении и вводе в работу.

Состав потребителей СН определяется исходя из типа подстанции, мощности устройств, используемого топлива и пр. [1]. В работе выбирается переменный оперативный ток, т.е. для питания вторичных цепей применяются трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд [1].

Также от системы собственных нужд получают питание гараж и мастерские, которые были подключены к системе СН ПС-29 110/10 кВ в результате реконструкции.

Состав и технические характеристики собственных нужд подстанции ПС–110/10 кВ представлены в таблице 2.5.

Для удобства потребители системы собственных нужд распределены по типам.

Таблица 2.10 - Состав и технические характеристики потребителей собственных нужд подстанции

№ п/п	Наименование	$P_{ном}$, кВт	Кол-во, шт	P_{Σ} , кВт	$cos\varphi$	Категория надёжности
Системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов:						
1	Системы и механизмы охлаждения силовых трансформаторов	7,5	2	15,0	0,85	I
2	Приспособления, необходимые для регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой	2,5	2	5,0	0,85	I
Вторичные цепи:						
3	Оперативные цепи переменного тока	1,0	-	1,0	0,95	I
4	Зарядные агрегаты для аккумуляторных батарей (АКБ)	5,0	2	10,0	0,9	II
5	Устройства связи, сигнализации и телемеханики	1,0	-	1,0	0,95	I
6	Системы релейной защиты, автоматики и контроля изоляции	1,0	-	1,0	0,95	I
7	Освещение:					
	рабочее (наружное)	0,125	10	1,25	0,99	I
	рабочее (внутреннее)	0,062	20	0,62	0,99	
		0,02	50	1,0	0,99	
аварийное	0,02	10	0,2	0,99		
8	Насосные агрегаты, обеспечивающие работу систем:					
	пожаротушения	7,5	2	15,0	0,88	I
	технического и хозяйственного водоснабжения	10,0	4	40,0	0,90	II
9	Установки электроподогрева:					
	помещений	1,0	20	20,0	0,92	II
	выключателей	0,75	32	24,0	0,92	
	аккумуляторных батарей	0,75	4	3,0	0,92	
	прочих устройств	0,75	38	28,5	0,92	
10	Механизмы систем вентиляции, бойлерные и пр.:					

Продолжение таблицы 2.10

№ п/п	Наименование	Рном, кВт	Кол- во, шт	РΣ, кВт	cosφ	Категория надёжности
	Вентиляция помещений	4,5	2	9,0	0,87	II
	Вентиляция маслохозяйства	1,5	2	3,0	0,86	
	Бойлер	3,0	2	6,0	0,92	
11	Компьютерная и бытовая техника	6,2	1	6,2	0,95	III
12	Приводы электрических аппаратов:					
	тип ПД-12	2,2	32	70,4	0,86	I
	тип ПД-3	2,8	28	78,4	0,87	
	тип ПД-2	5,0	10	50,0	0,87	
13	Гараж	40,0	-	40,0	0,90	III
14	Мастерские	180,0	-	180,0	0,90	III
Всего				609,6	-	-

Расчёт нагрузки потребителей собственных нужд производится [2]

$$P_{p.1} = K_3 P_{\text{ном}}, \text{ кВт}; \quad (2.31)$$

$$Q_{p.1} = P_{p.1} \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр}; \quad (2.32)$$

$$S_{p.1} = \sqrt{P_{p.1}^2 + Q_{p.1}^2}, \text{ кВА}; \quad (2.33)$$

$$I_{p.1} = \frac{S_{p.1}}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (2.34)$$

где $P_{p.1}$, $Q_{p.1}$, $S_{p.1}$ – соответственно активная, реактивная и полная нагрузка;

K_3 – коэффициент загрузки, принимается равным 1;

$\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует значению коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Пусковой ток [2]

$$I_{\text{пуск.}} = k_{\text{пуск.}} \cdot I_{p.1}, \text{ А}, \quad (2.35)$$

где $k_{\text{пуск.}}$ – коэффициент пуска.

Для систем и механизмов охлаждения силовых трансформаторов системы собственных нужд

$$P_{p.1} = 1 \cdot 7,5 = 7,5, \text{ кВт};$$

$$Q_{p.1} = 7,5 \cdot 0,62 = 4,65, \text{ кВАр};$$

$$S_{p.1} = \sqrt{7,5^2 + 4,65^2} = 8,8, \text{ кВА};$$

$$I_{p.1} = \frac{8,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 13,5, \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск.1}} = 3,5 \cdot 13,5 = 47,3, \text{ А}.$$

Результаты аналогичных расчетов для других отдельных потребителей приведены в таблице 2.11. Расчёт нагрузок гаража и мастерских, питающихся от системы собственных нужд, производится по суммарной установленной мощности их электроприёмников с использованием значения коэффициента мощности энергосистемы $\cos \varphi = 0,95$.

Пусковой ток гаража и мастерских не рассчитывается в виду отсутствия типа и мощности их электроприёмников.

Таблица 2.11–Расчетная нагрузка отдельных потребителей системы собственных нужд

№ п/п	Наименование	$P_{\text{ном}}$, кВт	$\cos \varphi / \text{tg } \varphi$	$P_{p.1}$, кВт	$Q_{p.1}$, кВАр	$S_{p.1}$, кВА	$I_{p.1}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А
Системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов:								
1	Системы и механизмы охлаждения силовых транс-в	7,5	0,85/ 0,62	7,5	4,65	8,8	13,5	47,3
2	Приспособления регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой	2,5	0,85/ 0,62	2,5	1,55	2,9	4,5	14,0
Системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов:								
Вторичные цепи:								
3	Оперативные цепи переменного тока	1,0	0,99/ 0,14	1,0	0,14	1,0	1,6	-
4	Зарядные агрегаты для АКБ	5,0	0,85/ 0,62	5,0	3,1	5,9	9,1	22,6
5	Устройства связи, сигнализации и телемеханики	1,0	0,99/ 0,14	1,0	0,14	1,0	1,6	-

Продолжение таблицы 2.11

№ п/п	Наименование	Рном, кВт	cos φ/ tg φ	Рр.1, кВт	Qр.1, кВАр	Sp.1, кВА	Ip.1, А	Ипуск, А
6	Системы релейной защиты, автоматики и контроля изоляц.	1,0	0,99/ 0,14	1,0	0,14	1,0	1,6	-
7	Освещение:							
	рабочее (наружное)	0,125	0,99/ 0,14	0,125	0,02	0,126	0,19	-
	рабочее (внутреннее)	0,062 0,02	0,99/ 0,14	0,062 0,02	0,009 0,003	0,062 0,020	0,1 0,03	-
	аварийное	0,02	0,99/ 0,14	0,02	0,003	0,020	0,03	-
8	Насосные агрегаты, обеспечивающие работу систем:							
	пожаротушения	7,5	0,88/ 0,54	7,5	4,05	8,5	13,1	45,9
	тех. и хоз. водоснабжения	10,0	0,90/ 0,48	10,0	4,8	11,1	17,1	59,7
9	Установки электроподогрева:							
	помещений	1,0	0,92/ 0,43	1,0	0,43	1,1	1,7	3,3
	выключателей	0,75	0,92/ 0,43	0,75	0,32	0,82	1,3	3,2
	аккумуляторных батарей	0,75	0,92/ 0,43	0,75	0,32	0,82	1,3	3,2
	прочих устройств	0,75	0,92/ 0,43	0,75	0,32	0,82	1,3	3,2
10	Механизмы систем вентиляции, бойлерные и пр.:							
	Вентиляция помещений	4,5	0,87/ 0,57	4,5	2,6	5,2	8,0	24,0
	Вентиляция маслохозяйства	1,5	0,86/ 0,59	1,5	0,89	1,7	2,7	8,1
	Бойлер	3,0	0,90/ 0,48	3,0	1,44	3,3	5,2	10,4
11	Компьютерная и бытовая техника	6,2	0,90/ 0,48	6,2	3,0	6,9	10,6	15,9
Системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов:								
12	Приводы электрических аппаратов:							
	тип ПД-12	2,2	0,86/ 0,59	2,2	1,3	2,6	4,0	11,1
	тип ПД-3	2,8	0,87/ 0,57	2,8	1,6	3,5	5,3	14,8
	тип ПД-2	5,0	0,87/ 0,57	5,0	2,85	5,8	8,9	24,9
13	Гараж	40,0	0,95/ 0,33	40,0	13,2	42,1	64,8	Не расчит.
14	Мастерские	180,0	0,95/ 0,33	180,0	59,4	189,6	291,6	

Далее потребители распределяются по распределительным шкафам (РШ).

При этом учитывается тип, категория надёжности и мощность потребителей согласно требованиям [1].

В результате потребители распределены на следующие распределительные шкафы (РШ):

- РШ-1: системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов;

- РШ-2: вторичные цепи;

- РШ-3: насосные агрегаты, обеспечивающие работу систем;

- РШ-4: установки электроподогрева;

- РШ-5: механизмы систем вентиляции, бойлерные и пр.;

- РШ-6: приводы электрических аппаратов;

- РШ-7: гараж;

- РШ-8: мастерские.

Освещение распределяется на щитки рабочего (ЩРО) и аварийного (ЩАО) освещения:

- ЩРО: рабочее освещение (наружное и внутреннее);

- ЩАО: аварийное освещение.

Нагрузка РШ рассчитывается с учётом нагрузки отдельных потребителей, их количества с использованием коэффициента одновременности максимума нагрузки K_o согласно требованиям [2]

$$P_{p.pш} = K_o \left(\sum_{i=1}^n n \cdot P_{p1} \right), \text{ кВт}; \quad (2.36)$$

$$Q_{p.pш} = K_o \left(\sum_{i=1}^n n \cdot Q_{p1} \right), \text{ кВАр}; \quad (2.37)$$

$$S_{p.pш} = \sqrt{P_{p.pш}^2 + Q_{p.pш}^2}, \text{ кВА}; \quad (2.38)$$

$$I_{p.pш} = \frac{S_{p.pш}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}, \quad (2.39)$$

где $P_{p.pш}$, $Q_{p.pш}$, $S_{p.pш}$ – соответственно активная, реактивная и полная нагрузки;

$I_{p.pш}$ – расчётный ток РШ, А;

K_o – коэффициент одновременности, принимается $K_o=0,9$ [2].

Расчетная нагрузка РШ-1

$$P_{p.pш} = 0,9(2 \cdot 7,5 + 2 \cdot 2,5) = 18, \text{ кВт};$$

$$Q_{p.pш} = 0,9(2 \cdot 4,65 + 2 \cdot 1,55) = 12,4, \text{ кВАр};$$

$$S_{p.pш} = \sqrt{18^2 + 12,4^2} = 21,9, \text{ кВА};$$

$$I_{p.pш} = \frac{21,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 33,6, \text{ А}.$$

Аналогичные расчёты проводятся для остальных РШ потребителей системы собственных нужд и результаты приводятся в таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Расчетная нагрузка распределительных шкафов потребителей СН

№ РШ	Потребители РШ	$P_{p.pш}$, кВт	$Q_{p.pш}$, кВАр	$S_{p.pш}$, кВА	$I_{p.pш}$, А	Категория надёжности потребителей
РШ-1	Системы и механизмы регулирования и охлаждения трансформаторов	18,0	12,4	21,9	33,6	I
РШ-2	Вторичные цепи	11,7	6,6	13,4	20,7	I, II
РШ-3	Насосные агрегаты, обеспечивающие работу систем	49,5	24,6	55,3	85,0	I, II
РШ-4	Установки электроподогрева	68,0	32,3	75,3	115,8	II
РШ-5	Механизмы систем вентиляции, бойлерные и пр.	21,8	11,6	24,7	38,0	II
РШ-6	Приводы электрических аппаратов	178,0	103,4	205,9	317,7	I
РШ-7	Гараж	36,0	11,9	37,9	58,3	III

Продолжение таблицы 2.12

№ РШ	Потребители РШ	Рр.рш, кВт	Qр.рш, кВАр	Sp.рш, кВА	Ip.рш, А	Категория надёжности потребителей
РШ-8	Мастерские	162,0	145,8	217,9	335,3	III
ЩРО	Рабочее освещение	3,2	0,4	3,22	5,0	I
ЩАО	Аварийное освещение	0,2	0,03	0,2	0,3	I

2.8 Выбор силовых трансформаторов, аппаратов защиты и проводников системы собственных нужд подстанции

Осуществляется выбор числа и мощности трансформаторов собственных нужд ПС-110/10 кВ.

От правильного выбора числа и мощности трансформаторов трансформаторной подстанции собственных нужд (ТПСН), а также её размещения, зависит эффективность функционирования системы в целом [3].

Суммарная мощность потребителей собственных нужд незначительная, поэтому указанные потребители СН подключаются к понижающим трансформаторам СН на напряжении 380/220 В.

Предельная мощность ТСН напряжением 10/0,4 кВ может составлять значение 1000-1600 кВА и ограничивается коммутационной способностью автоматов.

Номинальную мощность силовых трансформаторов собственных нужд выбирают в соответствии с их расчетной нагрузкой, которая определяется суммой мощностей всех потребителей, которые присоединены к данным трансформаторам.

В работе принимается установка двух трансформаторов собственных нужд, согласно рекомендациям [1,4,5].

В случае выхода из строя одного из трансформаторов, другой, в соответствии с допустимой аварийной перегрузкой согласно [1], обеспечивает питание всех потребителей, подключенных к ТПСН.

Перевод нагрузки с отказавшего или выведенного в ремонт трансформатора на трансформатор, оставшийся в работе, должен осуществляться автоматически [1].

Проектные организации применяют упрощенную методику определения расчетной нагрузки через расчетные переводные коэффициенты для групп потребителей собственных нужд [4].

Расчетная нагрузка, кВА, на трансформаторсобственных нужд составляет [4]:

$$S_{p.t} = K_{расч} \frac{\sum S_{p.рш}}{N \cdot \beta_T}, \text{ А}, \quad (2.40)$$

где $K_{расч}$ – расчетный переводной коэффициент для потребителей системы собственных нужд; $K_{расч} = 0,9$ [4];

$\sum S_{p.рш}$ – суммарная расчетная полная нагрузка распределительных шкафов (РШ) системы собственных нужд, кВА;

N – число трансформаторов системы собственных нужд, шт; $N = 2$;

β_T – коэффициент загрузки силового трансформатора (при двухтрансформаторной ТП принимается $\beta_T = 0,8$ [1,4]).

По выражению (2.40)

$$S_{p.t} = 0,9 \frac{(21,9 + 13,4 + 55,3 + 75,3 + 24,7 + 205,9 + 37,9 + 217,9 + 3,22 + 0,2)}{2 \cdot 0,8} = \\ = 368,8 \text{ кВА}.$$

Номинальная мощность трансформатора собственных нужд [4]

$$S_{ном.т} \geq S_{p.t}, \text{ кВА}. \quad (2.41)$$

Выбирается трансформатор типа ТМ-400/10 [3].

Проверка по условию (2.41) выполняется

$$400 > 368,8, \text{ кВА}.$$

Условие выполняется.

На трансформаторной подстанции собственных нужд окончательно принимается установка двух трансформаторов типа ТМ-400/10.

Производится выбор электрических аппаратов напряжением до 1 кВ.

В работе для защиты сети 0,38/0,22 кВ собственных нужд подстанции, применяются:

- автоматические выключатели типа ВА – устанавливаются в шкафах 0,4 кВ трансформаторной подстанции собственных нужд ТПСН-10/0,4 кВ;
- плавкие предохранители типа ПН-2 – устанавливаются в распределительных шкафах (РШ) потребителей собственных нужд.

На стороне низкого напряжения ТПСН-10/0,4 кВ для каждого трансформатора предусмотрены автоматы ввода, а для обеспечения резервирования – секционный автомат.

Условия выбора и проверки автоматических выключателей приведены ниже [5]:

- 1) по номинальному значению напряжения

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, В, \quad (2.42)$$

где $U_{ном.а}$ – номинальное значение напряжения автоматического выключателя, В;

$U_{ном.с}$ – номинальное значение напряжения электрической сети, В.

- 2) по номинальному значению тока автоматического выключателя

$$I_{ном.а} \geq I_{ф}, А, \quad (2.43)$$

где $I_{ф}$ – ток форсированного режима (максимальный рабочий ток), А;

- 3) по номинальному значению тока расцепителя автоматического выключателя

$$I_{ном.р} \geq I_{ф}, А, \quad (2.44)$$

- 4) по номинальному значению тока автоматического выключателя и его расцепителя

$$I_{ном.а} \geq I_{ном.р}, А, \quad (2.45)$$

- 5) по номинальному значению тока теплового расцепителя автоматического выключателя

$$I_{у.т.р.} \geq l, l \cdot I_{ф}, А, \quad (2.46)$$

- 6) по отключающей способности

$$I_{\text{ном.вык.а}} \geq I'_K, \text{ А,} \quad (2.47)$$

где I'_K - максимальный ток короткого замыкания, А.

Выбор и проверка автомата ввода осуществляется по условиям (2.42 – 2.47). Результаты выбора приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Выбор автомата ввода ТПСН-10/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА 54-41
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
По номинальному току автомата $I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ном.а}} = K_{\text{рез}} I_{\text{ном.т}} =$ $= 1,4 \cdot 615,4 = 861,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току расцепителя $I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ном.р}} = K_{\text{рез}} I_{\text{ном.т}} =$ $= 1,4 \cdot 615,4 = 861,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р}} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току автомата и его расцепителя $I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.р}}$	$I_{\text{ном.а}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р}} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току теплового расцепителя $I_{\text{у.т.р}} \geq 1,1 I_{\text{ф}}$	$1,1 \cdot I_{\text{ф}} = 1,1 \cdot 861,6 =$ $= 947,7 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р}} = 1,25 \cdot I_{\text{ном.р}} =$ $= 1,25 \cdot 1000 = 1250 \text{ А}$
По условию отстройки от пусковых токов (ток уставки ЭМ расцепителя) $I_{\text{у.э.р}} \geq 6 \cdot I_{\text{ном.т}}$	$6 \cdot I_{\text{ном.т}} = 6 \cdot 615,4 =$ $= 3692,4 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р}} = 4 \cdot I_{\text{ном.р}} =$ $= 4 \cdot 1000 = 4000 \text{ А}$
По отключающей способности автомата $I_{\text{ном.вык.а}} \geq I'_K$	$I'_K = 14,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вык.а}} = 45 \text{ кА}$

Выбор линейных автоматов. Выбирается линейный автомат к распределительному шкафу (РШ) №1. Выбор и проверка автомата осуществляется по условиям (2.42 – 2.47). При этом паспортные (номинальные) данные (параметры) выбранных автоматов должны быть большими либо равными соответствующим расчётным значениям, полученным при проведении расчёта электрической сети собственных нужд, в которую данные автоматы будут непосредственно установлены. Данные расчетов и каталога [5] приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 - Выбор автомата к РЩ-1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА52-31
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
По номинальному току автомата $I_{\text{ном.а}} \geq I_p$	$I_p = 33,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 100 \text{ А}$
По номинальному току расцепителя $I_{\text{ном.р}} \geq I_p$	$I_p = 33,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р}} = 40 \text{ А}$
По номинальному току автомата и его расцепителя $I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.р}}$	$I_{\text{ном.а}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р}} = 40 \text{ А}$
По номинальному току теплового расцепителя $I_{\text{у.т.р.}} \geq 1,1 \cdot I_p$	$1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 33,6 = 37 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р.}} = K \cdot I_{\text{ном.р}} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ А}$
По отключающей способности автомата $I_{\text{в.а}} \geq I_{\text{к'}}$	$I_{\text{к'}} = 14,8 \text{ кА}$	$I_{\text{в.а}} = 16 \text{ кА}$

Условия выполняются. Окончательно выбирается автомат ВА52-31 для защиты и коммутации линии, питающей распределительный шкаф РЩ-1.

Аналогичные расчеты проведены для других линейных автоматов и приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 - Выбор линейных автоматических выключателей

Линия	Тип автомата	$U_{\text{ном}}$ В	I_p А	$I_{\text{ном.а}}$ А	$I_{\text{ном.р}}$ А	$I_{\text{у.т.р.}}$ А	$I_{\text{у.э.р.}}$ А	$I_{\text{в.а}}$ кА
ТПСН-РЩ-1	ВА 52-31	660	33,6	100	40	50	500	16
ТПСН-РЩ-2	ВА 52-31	660	20,7	100	25	31,5	3150	16
ТПСН-РЩ-3	ВА 52-31	660	85,0	100	100	120	1200	16
ТПСН-РЩ-4	ВА 52-33	660	115,8	160	125	150	1500	16
ТПСН-РЩ-5	ВА 52-31	660	38,0	100	40	50	500	16
ТПСН-РЩ-6	ВА 52-37	660	317,7	400	320	350	3500	16
ТПСН-РЩ-7	ВА 52-31	660	58,3	100	63	80	800	16

Продолжение таблицы 2.15

Линия	Тип автомата	Uном, В	I _p , А	Iном. а, А	Iном. р, А	I _{y.т.р} , А	I _{y.э.р} , А	Iв. а, кА
ТПСН-РШ-8	ВА 52-37	660	335,3	400	350	400	4000	16
ТПСН-ЩРО	ВА 52-31	660	5,0	100	6,3	10	100	16
ТПСН-ЩАО	ВА 52-31	660	0,3	100	6,3	10	100	16

Выбор предохранителей. Плавкие предохранители типа ПН-2 устанавливаются в РШ потребителей системы СН [5].

Выбор номинального тока предохранителя проводится по условию

$$I_{ном.н} \geq I_p, \quad (2.48)$$

где I_p – расчётный ток нормального режима, А.

Выбор тока плавкой вставки предохранителя

$$I_{ном.в} \geq I_p. \quad (2.49)$$

Выбранный номинальный ток плавкой вставки не должен превышать значение номинального тока предохранителя

$$I_{ном.н} \geq I_{ном.в}. \quad (2.50)$$

Проверка по отключающей способности

$$I_{пр.откл} \geq I_k, \quad (2.51)$$

где $I_{пр.откл}$ – предельный отключающий ток предохранителя, кА.

Выбор предохранителя на примере РШ-1.

Условие (2.48) $60 > 33,6$, А.

Условие (2.49) $40 > 33,6$, А.

Условие (2.50) $60 > 40$, А.

Условие (2.51) $40 > 14,79$, кА.

Условия выполняются.

Окончательно выбирается предохранитель ПН-2-60 с $I_{ном.н} = 60$ А и номинальным током плавкой вставки $I_{ном.в.} = 40$ А [5]. Аналогичные расчеты

проводятся для остальных потребителей и результаты расчетов приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 - Выбор предохранителей

Потребитель	Расчетный ток в норм. режиме I_p, A	Номинальный ток плавкой вставки $I_{в.,A}$	Номинал. ток предохранителя $I_{пр., A}$	Тип предохранителя	Предельный откл. ток $I_{пр.отк}$
РШ-1	33,6	40	60	ПН-2-60	10
РШ-2	20,7	31,5	60	ПН-2-60	10
РШ-3	85,0	100	100	ПН-2-100	100
РШ-4	115,8	125	250	ПН-2-250	100
РШ-5	38,0	40	60	ПН-2-60	10
РШ-6	317,7	355	400	ПН-2-400	40
РШ-7	58,3	63	100	ПН-2-100	100
РШ-8	335,3	355	400	ПН-2-400	40
ЩРО	5,0	6	60	ПН-2-60	10
ЩАО	0,3	6	60	ПН-2-60	10

Для защиты и коммутации на стороне 10 кВ в схеме собственных нужд предусмотрена установка высоковольтных предохранителей [3].

Высоковольтные предохранители выбираются по условиям [5]:

- 1) значение номинального напряжения

$$U_{ном.п} \geq U_{ном.с}, \text{ кВ}, \quad (2.52)$$

- 2) допустимого нагрева токами в длительном режиме

$$I_{ном.вст} \geq I_{ф}, \text{ А}, \quad (2.53)$$

где $I_{ном.вст}$ – номинальный ток плавкой вставки, А;

- 3) соответствия роду установки, типу и размеру патрона, параметрам окружающей среды;

- 4) несрабатывания при включении в работу силового трансформатора

$$I_{ном.вст} \geq (I, I-2) I_{ном.т}, \text{ А}, \quad (2.54)$$

- 5) номинальным током патрона

$$I_{ном.п} \geq I_{ном.вст}, \text{ А}, \quad (2.55)$$

- 6) отключающей способности

$$I_{ном.вык} \geq I_{к}, \text{ кА}. \quad (2.56)$$

Выбор предохранителей для защиты ТПСН-10/0,4 кВ [5] приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Выбор высоковольтных предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные предохранителя ПК102-12-40-20/У3
По номинальному напряжению $U_{ном.п} = U_{ном.с}$	$U_{ном.с} = 10$ кВ	$U_{ном.п} = 10$ кВ
По номинальному току $I_{ном.вст} \geq I_{ф}$	$I_{ф} = 32,4$ А	$I_{ном.вст} = 40$ А.
Род установки, соответствие окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У3
Несрабатывания при переходных процессах $I_{ном.вст} \geq (1,1-2) I_{ном.т}$	$1,5 \cdot 23,2 = 34,8$ А	$I_{ном.вст} = 40$ А.
По номинальному току $I_{ном.п} \geq I_{ном.вст}$	$I_{ном.п} = 100$ А.	$I_{ном.вст} = 40$ А.
По отключающей способности $I_{ном.вык} \geq I_{к}$	$I_{к} = 14,8$ кА.	$I_{ном.вык} = 100$ кА.

Электроснабжение системы собственных нужд осуществляется от РП-10 кВ двумя кабельными линиями, питающими подстанцию собственных нужд (ТПСН-10/0,4 кВ), которая преобразует напряжение 10 кВ до значения 0,38/0,22 кВ для непосредственного питания потребителей собственных нужд.

Сеть 10 кВ, обеспечивающая питанием двухтрансформаторную подстанцию собственных нужд ТПСН-10/0,4 кВ, выполняется кабельными линиями и прокладывается в траншее [3].

Выбор и проверка сечения кабельной линии, питающей ТПСН-10/0,4 кВ, проводится в два этапа [1,3].

1) Выбор сечений в нормальном режиме работы. Сечение кабелей напряжением свыше 1 кВ выбирается по экономической плотности тока

$$S_{эк} = \frac{I_n}{j_э}, \text{мм}^2, \quad (2.57)$$

где I_n – ток нормального режима, А;

j_e – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (согласно [1], для алюминиевых жил кабеля с бумажной изоляцией при значении T_{\max} от 3000 ч до 5000 ч принимается $j_e = 1,6$ А/мм²).

Определяются номинальный ток трансформаторов ТП [3]

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \text{ А}, \quad (2.58)$$

где $S_{\text{НОМ.т.}}$ – номинальная мощность трансформатора ТП, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – первичное напряжение трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ.Т}} = I_{\text{Н.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А.}$$

Сечения кабелей [3,5]:

$$S_{\text{ЕК}} = \frac{23,1}{1,6} = 14,5 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{СТ}} = 16 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{ДОП}} = 75 \text{ А.}$$

2) Проверка сечения проводников по максимальному режиму.

Сечение кабеля проверяется на нагрев током максимального режима

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{Н}}, \text{ А}, \quad (2.59)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки кабелей. Принимается равным 1;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток, А, значение которого определяется [3,5]

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{ср}} K_{\text{пр}} I_{\text{доп}}, \text{ А}, \quad (2.60)$$

где $K_{\text{ср}}$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, если она отличается от стандартной (таблица 1.3.3 [1]);

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент поправки на количество кабелей, которые лежат рядом в земле. Принимается $K_{\text{пр}} = 0,9$ [3];

$I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток проводника стандартного сечения, А;

$K_{\text{рез}}$ – коэффициент резервирования, принимается равным 1,4 [3,5].

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [5]

$$K_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср}}}{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср.н}}}}, \quad (2.61)$$

где $T_{ж.н}$ и $T_{ср.н}$ – соответственно нормированная длительно допустимая температура жилы и нормированная температура среды;

$T_{ср}$ – фактическая температура среды.

Для кабелей марки АСБ напряжением 10 кВ поправочный коэффициент на температуру окружающей среды $K_{ср} = 1$ [1].

Выбранные кабели проверяются по условию (2.59):

$$1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 75 = 67,5 > 1,4 \cdot 23,1 = 32,5, \text{ А.}$$

Условия выполняются, выбранные кабели АСБ-10(3х16) могут работать в максимальном режиме нагрузки без перегрева изоляции.

Сеть напряжением 0,38/0,22 кВ, питающая РШ потребителей собственных нужд от шин низкого напряжения ТПСН-10/0,4 кВ, прокладывается в трубах в полу с последующей заливкой бетоном [3].

В работе принимается схема питания ТПСН-10/0,4 кВ с необходимым уровнем резервирования – двухлучевая схема с двухсторонним питанием с устройством автоматического включения резерва (АВР) на шинах низкого напряжения. Секционный автомат в нормальном режиме отключён, при исчезновении напряжения на одной из секций шин 0,38/0,22 кВ он включается автоматически под действием АВР и питание потребителей секции шин, на которой исчезло напряжение, осуществляется от рабочей секции.

Питающая сеть 0,38/0,22 кВ обеспечивает питанием распределительные шкафы (РШ) кабельными линиями по радиальным схемам от шин низкого напряжения ТПСН-10/0,4 кВ.

При этом питание потребителей I и II категорий осуществляется двумя кабельными линиями от разных секций шин согласно [1]. Потребители III категории получают питание одной линией.

При данном расчёте, производится также выбор и расчёт поправочных согласно требованиям [1]

$$K_{общ.} = K_{1.н} \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (2.62)$$

$$K_{общ.} = 0,9 \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 0,9.$$

Проводится расчёт токов на примере кабельной линии ТПСН-РШ-1.

Значение расчетного тока в нормальном режиме определено ранее.

Питание данного потребителя производится по двум кабелям кабельной линии, то расчетный ток в нормальном режиме работы будет равен [3]:

$$I_p^n = \frac{I_{p.pш}^n}{2}, \text{ А.} \quad (2.63)$$

$$I_p^n = \frac{33,6}{2} = 16,8, \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме

$$I_p^{n.ав} = \frac{K_n \cdot S_{p.pш}}{\sqrt{3}U_{ном}} = K_n \cdot I_{p.pш}^n, \text{ А,} \quad (2.64)$$

где K_n – поправочный коэффициент, $K_n = 0,9$ [1];

$S_{p.pш}$, $I_{p.pш}$ – соответственно полная расчетная нагрузка и расчётный ток участка сети (распределительного шкафа).

$$I_p^{n.ав} = 0,9 \cdot 33,6 = 30,2, \text{ А.}$$

Принимается для прокладки кабель с алюминиевыми жилами марки АВВГ. Сечение кабеля выбирается по справочным данным [1,3].

Для линии ТПСН–РШ №1 по значению $I_p^n = 16,8$ А по [1], для принятой марки кабеля и способа его прокладки выбирается сечение

$$I_{дон} \geq I_p^n, \text{ А.} \quad (2.65)$$

где $I_{дон}$ – длительный допустимый ток кабеля, табл.1.3.16 [1].

Принимается значение допустимого тока кабеля $I_{дон} = 65$ А, которому соответствует стандартное сечение $F_{см} = 10 \text{ мм}^2$.

$$65 > 16,8, \text{ А.}$$

Допустимый ток кабельной линии сравнивается со значением тока нормального режима [1]:

$$I'_{дон} \geq K_{общ} I_{дон}, \text{ А.} \quad (2.66)$$

$$I'_{дон} \geq I_p^n, \text{ А,} \quad (2.67)$$

где $K_{общ}$ – значение общего поправочного коэффициента, $K_{общ} = 0,9$.

$$I'_{дон.} = 0,9 \cdot 65 = 58,5 \text{ А.}$$

$$52 > 16,8, \text{ А.}$$

Условие выполняется, проводится проверка в послеаварийном режиме согласно [1]

$$I'_{дон} \geq I_p^{n.ав}, \text{ А.} \quad (2.68)$$

$$58,5 > 30,2, \text{ А.}$$

Все условия выбора и проверок выполняются, следовательно, окончательно принимается сечение жилы силового кабеля $F_{см} = 10 \text{ мм}^2$.

Аналогичные расчеты проведены для других участков линий питающей сети 0,38/0,22 кВ и результаты представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Определение сечения жил кабелей питающей сети напряжением 0,38/0,22 кВ системы собственных нужд

Участок	Количество кабелей, <i>n, шт</i>	Расчетный ток участка		Длительный допустимый ток (с учётом $K^{n.общ.} = 0,9$), $I'_{дон.}, \text{ А}$	Марка кабеля
		$I_p^n, \text{ А}$	$I_p^{n.ав}, \text{ А}$		
ТПСН-РШ-1	2	16,2	30,8	58,5	АВВГ (3x10+3x6)
ТПСН-РШ-2	2	10,4	18,6	58,5	АВВГ (3x10+3x6)
ТПСН-РШ-3	2	42,5	76,5	81,0	АВВГ (3x16+3x10)
ТПСН-РШ-4	2	57,9	104,2	121,5	АВВГ (3x35+3x16)
ТПСН-РШ-5	2	19,0	34,2	58,5	АВВГ (3x10+3x6)
ТПСН-РШ-6	2	158,9	285,9	310,5	АВВГ (3x185+3x50)
ТПСН-РШ-7	1	58,3	-	81,0	АВВГ (3x16+3x10)
ТПСН-РШ-8	1	335,3	-	360,0	2АВВГ (3x70+3x25)
ТПСН-ЩРО	2	2,5	4,5	58,5	АВВГ (3x10+3x6)
ТПСН-ЩАО	2	0,2	0,3	58,5	АВВГ (3x10+3x6)

2.9 Расчёт потерь электроэнергии в системе собственных нужд

Потери электроэнергии в электрической сети являются очень важным показателем любой системы электроснабжения, поэтому далее производится их расчёт в системе СН.

Значение потерь электроэнергии согласно [1,5]:

$$\Delta W_a^\Sigma = \Delta P_n^\Sigma \cdot \tau = 3 \cdot I_p^{n^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot n \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (2.69)$$

$$\Delta W_p^\Sigma = \Delta Q_n^\Sigma \cdot \tau = 3 \cdot I_p^{n^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot n \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}\cdot\text{ч}, \quad (2.70)$$

где I_p^n – значение расчетного тока нормального режима, А;

r_0, x_0 – значение удельных активного и реактивного сопротивлений кабельной линии, мОм/м [1];

L – длина кабельной линии, км;

n – число кабелей в линии, шт;

τ – значение времени наибольших потерь, ч.

Значение времени наибольших потерь согласно [5]:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \text{ ч}, \quad (2.71)$$

где T_{max} – значение годового число часов использования максимума нагрузки [5].

Рассчитываются потери активной и реактивной электроэнергии за год на примере линии ТПСН-РШ №1:

согласно (2.71)

$$\tau = (0,124 + 2800 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1225,3, \text{ ч};$$

согласно (2.69)

$$\Delta W_a^\Sigma = 3 \cdot 16,2^2 \cdot 2,94 \cdot 0,01 \cdot 1225,3 \cdot 10^{-3} = 28,4, \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

согласно (2.70)

$$\Delta W_p^\Sigma = 3 \cdot 16,2^2 \cdot 0,073 \cdot 0,01 \cdot 1225,3 \cdot 10^{-3} = 0,7, \text{ кВАр}\cdot\text{ч}.$$

Аналогичные расчеты проводятся для других линий питающей сети напряжением 0,38/0,22 кВ. Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 - Результаты расчета потерь электроэнергии в питающих кабельных линиях 0,38/0,22 кВ системы собственных нужд

Линия	Длина участка	Кол-во кабелей	Удельные сопротивления		Ток в норм. режиме	Время наиб. потерь	Потери эл. энергии в норм. режиме работы	
			r_0	x_0			ΔW_a^H	ΔW_p^H
-	L	n	мОм/м		I_p^H	τ	кВт·ч	кВАр·ч
-	км	шт			А	час		
ТПСН-РШ-1	0,01	2	2,94	0,073	16,2	1225,3	28,4	0,7
ТПСН-РШ-2	0,03	2	2,94	0,073	10,4	1225,3	70,1	1,7
ТПСН-РШ-3	0,02	2	1,84	0,068	42,5	1225,3	488,7	18,1
ТПСН-РШ-4	0,04	2	0,84	0,064	57,9	1225,3	828,1	63,1
ТПСН-РШ-5	0,02	2	2,94	0,073	19,0	1225,3	156,1	3,9
ТПСН-РШ-6	0,02	2	0,16	0,059	158,9	1225,3	594,0	219,0
ТПСН-РШ-7	0,10	1	1,84	0,068	58,3	1116,0	2093,8	77,4
ТПСН-РШ-8	0,10	1	2x0,42	2x0,061	335,3	958,2	27147,1	3942,8
ТПСН-ЩРО	0,01	2	2,94	0,073	2,5	1648,4	1,82	0,45
ТПСН-ЩАО	0,01	2	2,94	0,073	0,2	1648,4	0,01	0,01
Всего							31408,1	4327,2

3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

Согласно требованиям [21], перед началом работ в электроустановках необходимо провести организационные и технические мероприятия по технике безопасности.

К организационным мероприятиям относятся [21]:

- выдача нарядов и распоряжений для проведения работ в электроустановках;
- назначение лиц, отвечающих за безопасное проведение работ (руководителя работ, допускающего, наблюдающего, членов бригады);
- непосредственное проведение инструктажей (вводного, на рабочем месте, плановых, внеплановых);
- допуск рабочей бригады к работе;
- надзор во время выполнения работ бригадой;
- оформление перерывов в работе;
- перевод на другое рабочее место (при необходимости);
- окончание работ в электроустановках.

К техническим мероприятиям относятся [21]:

- производство необходимых коммутационных переключений;
- принять меры, которые препятствуют самопроизвольному включению коммутационных аппаратов путём применения их блокировок, а также расшивке цепи, отсоединения кабельных и воздушных вводов, снятием отдельных коммутационных аппаратов и (или) их приводов (ключей) и т.д.;
- вывесить запрещающие плакаты на приводах коммутационных аппаратов и ключах управления;
- убедиться в отсутствии напряжения на токоведущих частях путём использования технических средств (указателей напряжения и т.д.);

- наложить переносное заземление там, где это необходимо (на токоведущих частях электроустановок). В случае, если на электрооборудовании установлены заземляющие ножи, необходимо их включить. В этом случае переносное заземление разрешается не устанавливать;

- оградить рабочее место, а также токоведущие части, оставшиеся под напряжением;

- вывесить плакаты по технике безопасности (предписывающие и предупреждающие).

Необходимо помнить, что в электроустановках всех типов и классов напряжения должен быть обеспечен видимый разрыв. В электроустановках до 1 кВ его обеспечивают рубильники (при их отключении) и предохранители (при их снятии), а в сетях выше 1 кВ – разъединители (при их отключении) и предохранители (при их снятии).

Кроме всего прочего, при выполнении работ в электроустановках необходимо пользоваться специальными защитными средствами: спец. одеждой и обувью (выдаётся работодателем), спец. инструментами (обязательно должны быть поверены), спец. приспособлениями индивидуальной защиты (диэлектрические коврики, подставки, перчатки, каски и др.).

До выполнения работ в электроустановках допускаются лица, достигшие 18 летнего возраста и прошедшие соответствующее обучение согласно требований [21,22].

При этом всем прошедшим обучение присваивается соответствующая группа допуска по электробезопасности.

Всего существует пять групп по электробезопасности. Каждая последующая группа включает в себя знание предыдущей, а также новые знания и навыки, присущие данной группе.

При назначении ответственных за безопасное проведение работ обязательно должна учитываться группа по электробезопасности (не ниже установленной).

Также при работе в электроустановках необходимыми являются навыки оказания первой медицинской помощи до приезда врача. Каждый член бригады должен владеть навыками выполнения искусственного дыхания, непрямого массажа сердца, освобождения пострадавшего от электрического напряжения и т.д.

Все данные аспекты являются строго обязательными к выполнению при работе в электроустановках.

С точки зрения экологической безопасности, основными источниками, загрязняющими окружающую среду, являются силовые трансформаторы ПС-29 110/10 кВ. При этом основным источником загрязнения является отработанное трансформаторное масло, которое должно утилизироваться в специальные ёмкости. Для данной цели на ПС-29 110/10 кВ имеется маслоприёмник, представляющий собой герметичную бетонную площадку с углублениями. Маслоприёмник предохраняет почву от попадания в неё трансформаторного масла. Категорически запрещается выливать отработанное трансформаторное масло в грунт. Для этой цели используются специальные герметичные ёмкости.

Также опасность для окружающей среды представляет сорбент (силикагель), используемый в силовых трансформаторах в качестве осушителя. Он также должен быть утилизирован согласно установленных требований.

Особую опасность представляют электромагнитные поля, возникающие от линий высокого и сверхвысокого напряжения. На ПС-29 110/10 кВ к таким относятся поля, возникающие на питающей воздушной линии 110 кВ. С целью недопущения негативного влияния электромагнитного поля указанной линии, необходимо соблюдать минимально допустимые расстояния от неё, использовать защитную одежду,

а также технические средства (экраны), ограничивающие данное негативное влияние.

3.2 Организация учета и контроля электроэнергии

Организация учета электроэнергии необходима для осуществления контроля [13]:

- 1) технико-экономических показателей всей энергосистемы и отдельных потребителей электроэнергии;
- 2) фактических денежных расчетов потребителей с энергоснабжающей организацией;
- 3) контроля расхода электроэнергии внутри организации потребителя;
- 4) контроля несанкционированных подключений потребителей;
- 5) контроля значения потерь электроэнергии в энергосистеме и разработки в последующем мероприятий по минимизации потерь электроэнергии;
- 6) выравнивания нагрузок фаз потребителей, исключения перегруженных и недогруженных узлов сети.
- 7) полезного отпуска потребителям энергосистемы.

Для данных целей счетчики электроэнергии устанавливаются в начале и конце каждой линии, отходящей к потребителям.

Существуют два вида учёта потреблённой электроэнергии: технический (контрольный) и коммерческий (учётный).

Оба этих вида используются на ПС-29 110/10 кВ с целью своевременного контроля и учёта электроэнергии.

Поэтому счётчики в обязательном порядке должны быть установлены на каждой отходящей линии к потребителям, а также для контроля – на вводе в КРУН-10 кВ.

Данный аспект позволяет контролировать объёмы энергопотребления потребителей, а также в корне пресекать возможные хищения

электроэнергии путём её двухступенчатого контроля (поступление – потери – потребление).

Сегодня в большинстве энергоснабжающих организаций основным способом сбора показаний счетчиков с указанной группой потребителей является прием сообщений потребителей по телефону либо в письменном виде [14].

При этом злостные неплательщики отключаются от энергопотребления в установленном порядке.

В работе применяется электронный счётчик ЕвроАльфа, который входит в систему АСКУЭ (описана далее). Электронный счётчик ЕвроАльфа – это микропроцессорный электронный прибор, имеющий следующие основные преимущества по сравнению с устаревшими счётчиками индукционного типа, а также некоторыми аналогичными современными счётчиками, а именно:

- надежная работа;
- высокая точность;
- внешняя и внутренняя помехоустойчивость и вандалоустойчивость;
- передача информации непосредственно по цифровым и импульсным каналам, а также учет тарифных зон, что даёт возможность его совместного применения в комплексе с АСКУЭ.

Структурная схема счётчика ЕвроАльфа в составе АСКУЭ приведена на графическом листе №6.

Заключение

В результате выполнения работы осуществлена реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ.

Для выполнения указанной цели в работе решены следующие основные задачи:

- приведена краткая характеристика ПС-29 110/10 кВ, а также краткое обоснование необходимости проведения реконструкции;

- осуществлена реконструкция электрической части ПС-29 110/10 кВ, включающая выполнение следующих исследований: реконструкция схемы электрических соединений, расчёт электрических нагрузок, выбор сечения проводников, выбор и проверка силовых трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчёт электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции, выбор силовых трансформаторов, аппаратов защиты и проводников системы собственных нужд ПС-29 110/10 кВ;

- осуществлена разработка мероприятий по безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности, описана организация учета и контроля электроэнергии на ПС-29 110/10 кВ.

На стороне 110 кВ к установке приняты выключатели ВГУ-110/2000УХЛ1, трансформаторы напряжения типа НКФ-110/83, на 10 кВ – выключатели типа ВВ/TEL-10-20/630-У2-48, трансформаторы тока марки ТПК-10, трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95, ограничители перенапряжений внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 ХЛ1.

В результате проведённых расчётов выбрана двухтрансформаторная подстанция с силовыми трансформаторами ТМН – 6300/110.

Расчётным и аналитическим путями установлено, что реконструированная схема ПС-29 110/10 кВ отвечает требованиям нормативных документов по надёжности, безопасности и экономичности работы.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. М.: Альвис, 2018. 624 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
3. 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»
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». М.: Министерство энергетики, 2013.
5. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. М.: ИЦ Академия, 2012. 448 с.
6. Чунихин А.А. Электрические аппараты: Общий курс. Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2008. 720 с.
7. Разъединители наружной установки серии РГ. Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv Дата обращения: 05.03.2020 г.
8. Трансформаторы напряжения НАМИ-10, НАМИ-10-95. Режим доступа: <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TN-do-10kV/NAMI-10-NAMI-10-95.html> Дата обращения: 05.03.2020 г.
9. Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
10. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: Справочник: Учебное пособие для вузов / И.И. Алиев. - М.: Высш. шк., 2015. 1199 с.
11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред.

Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС.,2018. 312 с.

12. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. 480 с.

13. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

14. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 128 с.

15. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. М.: Дрофа, 2015. 288 с.

16. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2015. 136 с.

17. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: Учебное пособие / Н.В. Грунтович. М.: Инфра-М, 2018.396 с.

18. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. Вологда: Инфра-Инженерия, 2015. 464 с.

19. Сибикин Ю.Д. Современные электромонтажные изделия и устройства на напряжение до 1000 вольт. Издание 2-е / Ю.Д. Сибикин. Вологда: Инфра-Инженерия, 2014. 512 с.

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

21. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 № 197 – ФЗ // Российская газета, 2001.