

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 трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ в связи с
подключением новых потребителей

Студент

А.С. Краузе

(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 проведена реконструкция трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ в связи с подключением новых потребителей.

Для выполнения поставленных задач в работе приведена техническая характеристика ТП-6/0,4 кВ, обоснована необходимость проведения реконструкции.

Осуществлена реконструкция схемы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ, с последующим расчётом электрических нагрузок, выбором силовых трансформаторов, расчётом и выбором компенсирующих устройств, выбором и проверкой сечения проводников и электрических аппаратов, расчётом токов короткого замыкания, разработкой мероприятий по технике безопасности, расчетом контура заземления ТП – 6/0,4 кВ.

Результаты работы могут использоваться в аналогичных системах электроснабжения потребителей электроэнергии промышленного, бытового и коммунального типов.

Работа состоит из 61 страницы, 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Краткая характеристика объекта проектирования.....	6
1.1 Техническая характеристика ТП-6/0,4 кВ.....	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции на ТП-6/0,4 кВ	7
2. Реконструкция системы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ.....	10
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ТП-6/0,4 кВ.....	10
2.2 Расчёт электрических нагрузок ТП-6/0,4 кВ.....	12
2.3 Выбор силовых трансформаторов на ТП-6/0,4 кВ.....	14
2.4 Расчёт и выбор компенсирующих устройств на ТП-6/0,4 кВ.....	16
2.5 Выбор и проверка сечения проводников ТП-6/0,4 кВ.....	17
2.6 Расчёт токов короткого замыкания на ТП-6/0,4 кВ.....	21
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов на ТП-6/0,4 кВ.....	28
2.8 Выбор системы учёта и контроля электроэнергии на ТП-6/0,4 кВ.....	36
3. Мероприятия по технике безопасности и охране труда.....	47
3.1 Мероприятия по технике безопасности на ТП-6/0,4 кВ.....	47
3.2 Расчет контура заземления ТП – 6/0,4 кВ.....	49
3.3 Расчёт экономических показателей проекта.....	52
Заключение.....	58
Список используемых источников.....	60

Введение

Целью работы является реконструкция трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ в связи с подключением новых потребителей.

Все потребители относятся к первой и второй категории надежности. Потребители питаются от подстанции, которое питает предприятие, находящееся в городе Перми.

Объектом исследования является система электроснабжения трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ.

Предметом исследования является электрические сети, аппараты трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью своевременной и качественной реконструкции и модернизации электрических сетей и оборудования трансформаторных подстанций согласно программе «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

Работа состоит из трёх разделов, в которых, в соответствии с поставленной целью, определены следующие основные задачи:

- в первом разделе приведена техническая характеристика трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ;
- проведено обоснование необходимости проведения реконструкции;
- во втором разделе работы проводится реконструкция системы электроснабжения трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ,
- рассматривается реконструкция схемы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ;
- производится расчёт электрических нагрузок,
- рассматривается выбор силовых трансформаторов;
- рассчитываются и выбираются компенсирующие устройства;
- проводится выбор и проверка сечения проводников и электрических аппаратов;

- рассчитываются токи короткого замыкания;
- в третьем разделе осуществляется разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ на ТП–6/0,4 кВ;
- проводится расчет контура заземления указанной ТП – 6/0,4 кВ.

В графической части приведены следующие чертежи:

1. Схема электрических соединений ТП-6/0,4 кВ до проведения реконструкции.
2. Схема электрических соединений ТП-6/0,4 кВ в результате проведения реконструкции.
3. Конструктивное выполнение ТП-6/0,4 кВ.
4. Конструкция силового трансформатора ТМЗ-1600/6.
5. Узлы монтажа кабельных линий ТП-6/0,4 кВ.
6. Конструкция контура заземления ТП-6/0,4 кВ.

1. Краткая характеристика объекта проектирования

1.1 Техническая характеристика ТП-6/0,4 кВ

В качестве ТП-6/0,4 кВ в работе рассматривается трансформаторная подстанция ТП-6/0,4 кВ, которая расположена в г. Пермь и питает предприятие ООО «МТС».

Электроснабжение указанной ТП-6/0,4 кВ осуществляется от РП-6 кВ кабельной линией электропередачи 6 кВ по магистральной схеме электроснабжения. При этом используется кабель марки АСБ-6(3х120).

Рассматриваемая в работе ТП-6/0,4 кВ выполнена закрытой (ЗТП) и состоит из следующих конструктивных элементов:

- распределительное устройство ВН напряжением 6 кВ (РУ-6 кВ) – конструктивно выполнено закрытым и выполнено с использованием магистральной схемы электроснабжения. При этом в схеме указанного РУ-6 кВ предусмотрено четыре фидера (линии), которые питают силовые трансформаторы на высшем номинальном напряжении 6 кВ.

В схеме РУ-6 кВ для защиты и коммутации каждой из указанных линий предусмотрены следующие электрические аппараты: выключатели нагрузки типа ВН-17, а также предохранители типа ПК-10;

- силовые трансформаторы марки ТМ-1000/6, которые являются понижающими и непосредственно понижают напряжение с 6 кВ до 0,4 кВ с последующей передачей и распределением между потребителями ТП-6/0,4 кВ на номинальном напряжении 0,38/0,22 кВ. При этом в исходной схеме электроснабжения в нормальном режиме работы предусматривается использование всех четырёх силовых трансформаторов подстанций;

- распределительное устройство НН напряжением 0,4 кВ (РУ-0,4 кВ) – конструктивно выполнено закрытым. В схеме РУ-0,4 кВ применяется радиальная схема с использованием секционированной системы сборных шин с резервированием. Указанное резервирование осуществляется включением в ручном режиме секционных рубильников. При этом в

нормальном режиме работы системы они отключены, и в исходной схеме предусмотрена раздельная работа сборных шин).

Непосредственно от описанных выше сборных шин РУ-0,4 кВ получают питание линии, отходящие к потребителям ТП-6/0,4 кВ на напряжении 0,38/0,22 кВ.

В схеме предусмотрено следующее питание потребителей: от каждой секции шин РУ-0,4 кВ предусмотрено по одной отходящей линии непосредственно к сборным шинам потребителей.

В РУ-0,4 кВ установлены следующие защитные и коммутационные аппараты, а именно: вводные автоматы марки АВ 1600, а также рубильники марки Р2500.

Описанная однолинейная схема электрических соединений трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ до проведения реконструкции представлена на графическом листе 1.

1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции на ТП-6/0,4 кВ

Реконструкция трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ обусловлена подключением новых потребителей 1 и 2 категорий надёжности к ТП-6/0,4 кВ, которая рассматривается в работе.

Как было указано ранее, на ТП-6/0,4 кВ в исходной схеме электрических соединений в нормальном режиме предусмотрена работа всех четырёх силовых трансформаторов. Однако этот аспект не отвечает требованиям [1], а также основным принципам построения схем систем электроснабжения, согласно которым рекомендуется к установке на трансформаторных подстанциях всех типов и классов напряжения не более двух силовых трансформаторов.

Помимо всего прочего, известно, что выбор количества силовых трансформаторов на подстанциях зависит также от категории надёжности потребителей, которые получают питание от этой трансформаторной

подстанции согласно [1]. Также известно, что потребители, относящиеся к I и II категории надёжности обязаны иметь два источника независимого друг от друга питания [1].

Именно поэтому, согласно требованиям [1], в схеме электроснабжения ТП-6/0,4 кВ крайне важно предусмотреть два независимых источника питания, так как новые потребители, которые подключаются к системе электроснабжения указанной ТП-6/0,4 кВ, относятся по большей части к I и II категории надёжности.

По указанной причине на ТП-6/0,4 кВ в результате реконструкции необходимо установить два силовых трансформатора. Использование в схеме электроснабжения четырёх силовых трансформаторов, которые были в исходной схеме до проведения реконструкции, обладает рядом существенных недостатков, а именно:

- экономические критерии, заключающиеся в значительном перерасходе материалов: электрических аппаратов, проводников, силовых трансформаторов, а также значительное увеличение затрат на монтаж, обслуживание и ремонт указанного оборудования);

- технические критерии, заключающиеся в значительном увеличении потерь электроэнергии вследствие очень малой загрузки силовых трансформаторов подстанций, а также существенной длины линий. Кроме того, вследствие значительного увеличения числа звеньев в электрической цепи, исходная схема имеет значительно меньшие показатели надёжности по сравнению со схемой, полученной в результате проведённой реконструкции.

Помимо приведённых фактов, имеются дополнительные требования по надёжности систем электроснабжения, которые не выполняются в исходной схеме и которые следует учесть и решить в реконструированной схеме, а именно:

- во-первых, исходная схема электроснабжения не обеспечивает нужную надёжность всей системы электроснабжения по причине отсутствия необходимого уровня резервирования. При этом в случае основной

недостаток указанная схема будет иметь именно в аварийном режиме, так как при исчезновении напряжения без питания остаются практически все потребители исходной схемы ТП-6/0,4 кВ. Данный аспект является недопустимым согласно требованиям [1];

- во-вторых, схема электрических соединений на стороне 0,4 кВ указанной ТП-6/0,4 кВ выполнена без создания необходимого уровня резервирования, что является обязательным требованием для систем электроснабжения потребителей I и II категорий надёжности, подключённым к данной ТП-6/0,4 кВ.

Кроме того, в работе необходимо модернизировать трансформаторную подстанцию ТП-6/0,4 кВ с применением новейших разработок оборудования и типичных схем.

Исходя из указанных фактов, в работе проводится комплекс мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений ТП-6/0,4 кВ, а также необходимой модернизацией оборудования ТП.

2. Реконструкция системы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ТП-6/0,4 кВ

Для решения задач, поставленных в первой главе работы по реконструкции ТП-6/0,4 кВ, в работе предлагаются следующие решения, которые приводятся ниже.

1) Новые потребители подключаются к секциям 0,38/0,22 кВ ТП-6/0,4 кВ на свободные присоединения «резерв», показанные на графическом листе №1.

2) Выбирается новый тип трансформаторной подстанции (комплектная трансформаторная подстанция – КТП), на которой установлены два силовых трансформатора. Данная ТП заменяет исходную ТП закрытого типа (ЗТП), на которой было установлено четыре силовых трансформатора.

В качестве новой ТП-6/0,4 кВ выбирается КТП наружной установки (КТПН). Выбирается КТПН типа К-42-Сном.т СОЭМИ.

Точный выбор модификации КТПН будет сделан после выбора силовых трансформаторов. Данный выбор проводится в работе далее.

Такая трансформаторная подстанция представляет собой металлическую конструкцию, в которой размещаются силовые трансформаторы (нужный тип выбран в работе далее расчётным путём), а также распределительные устройства высшего (ВН) и низшего (НН) напряжений.

3) Согласно условиям резервирования [1], силовые трансформаторы КТПН-6/0,4 кВ должны получать питание от разных источников. В связи с этим, предусматривается питание силовых трансформаторов КТПН-6/0,4 кВ по радиальной схеме с применением резервирования на шинах РП-6 кВ. Кроме того, так как в схеме присутствуют потребители I категории надёжности, также необходимо на шинах 0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВ предусмотреть устройство автоматического включения резерва (АВР).

4) Учитывая требования [1], принимается новая схема электроснабжения ТП-6/0,4 кВ – двухлучевая схема с двухсторонним питанием. При этом линии с двумя силовыми трансформаторами ТП-6/0,4 кВ должны быть взаимно резервируемы с применением необходимой степени секционирования, что практически осуществляется применением в новой схеме устройства автоматического включения резерва (АВР) на шинах РУ-0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ согласно [1].

Указанная система АВР устанавливается непосредственно на секционном автомате QFB1 в РУ-0,4 кВ, который в нормальном режиме работы отключён (в схеме предусматривается отдельная работа сборных шин), но при исчезновении напряжения на одной из секций сборных шин напряжением 0,38/0,22 кВ он включается автоматически под действием системы АВР и обеспечивает питание потребителей секции сборных шин, на которой исчезло напряжение, от рабочей секции.

Кроме того, АВР устанавливается также на секционных выключателях между первой и второй секциями потребителей (в реконструированной схеме электроснабжение осуществляется от первого силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ), а также третьей и четвёртой секциями потребителей (в реконструированной схеме электроснабжение осуществляется от второго силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ).

5) Проводится модернизация оборудования, которая обусловлена тем фактом, что оборудование исходной ТП-6/0,4 кВ морально и физически устарело и требует незамедлительной замены на новое современное оборудование, обладающее повышенными характеристиками надёжности, компактности, а также требующее значительно меньших трудозатрат на монтаж, обслуживание и ремонт.

В результате реконструкции получены схемные и конструктивные решения, отвечающие требованиям [1].

Схема электрических соединений ТП-6/0,4 кВ после проведения реконструкции показана на графическом листе №2.

Конструктивное выполнение принятого типа КТПН-6/0,4 кВ после проведения реконструкции ТП-6/0,4 кВ показано на графическом листе №3.

2.2 Расчёт электрических нагрузок ТП-6/0,4 кВ

Проводится расчёт электрических нагрузок реконструированной схемы ТП-6/0,4 кВ.

В результате проведения реконструкции вместо четырёх силовых трансформаторов и закрытого типа трансформаторной подстанции, в работе принята установка двух силовых трансформаторов и тип подстанции – КТПН.

При этом в работе ТП-6/0,4 кВ принимается:

- нагрузку первого силового трансформатора КТПН в реконструированной схеме ТП-6/0,4 кВ составляет нагрузка первой и второй секций потребителей;

- нагрузку второго силового трансформатора КТПН в реконструированной схеме ТП-6/0,4 кВ составляет нагрузка третьей и четвёртой секций потребителей.

Расчёт нагрузки в реконструированной схеме ТП-6/0,4 кВ проводится по значениям максимальных активных нагрузок P_i секций потребителей согласно требованиям [1]. В виду отсутствия точных технических данных о потребителях ТП-6/0,4 кВ, в качестве исходных данных для расчёта электрических нагрузок в работе приняты реальные максимальные показания приборов (ваттметров) установленные на ТП-6/0,4 кВ на каждой секции потребителей, в режиме максимальной нагрузки ТП-6/0,4 кВ.

При этом значение расчётной нагрузки секций потребителей рассчитывается по следующим формулам [1]:

- значение реактивной расчётной нагрузки секции потребителей

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \text{квар}; \quad (1)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной нагрузки, соответствующий значению коэффициента активной мощности $cos \varphi$;

- значение полной расчётной нагрузки секции потребителей

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \text{кВА}; (2)$$

- значение расчётного тока секции потребителей

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{А}. (3)$$

Значение активной расчётной нагрузки на шинах ТП-6/0,4 кВ определяется в работе как сумма активных расчётных нагрузок секций потребителей с обязательным учётом коэффициента одновременности согласно[1]:

$$P_{ТП} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_i, \text{кВт}, (4)$$

где K_o – значение коэффициента одновременности максимума нагрузки [1].

При этом значение искомой расчётной реактивной нагрузки на шинах реконструируемой ТП-6/0,4 кВ определяется так:

$$Q_{ТП} = P_{ТП} \cdot tg\varphi_{ТП}, \text{квар}; (5)$$

Значение искомой расчётной полной нагрузки на шинах реконструируемой ТП-6/0,4 кВ определяется так:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}, \text{кВА}; (6)$$

Проводится расчёт для потребителей первой секции ТП-6/0,4 кВ.

По исходным данным $P_i = 650$ кВт, $cos \varphi = 0,8$, $tg \varphi = 0,75$.

По выражению (1)

$$Q_1 = 650 \cdot 0,75 = 487,5 \text{квар}.$$

По выражению (2)

$$S_1 = \sqrt{650^2 + 487,5^2} = 812,5 \text{кВА}.$$

По выражению (3)

$$I_1 = \frac{812,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1250 \text{ A.}$$

Аналогично рассчитаны значения расчётных нагрузок для остальных секций потребителей ТП-6/0,4 кВ и результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок ТП-6/0,4 кВ

№	Потребители секции 0,38/0,22 кВ	P_i , кВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Q_i , кВАр	S_i , кВА	I_i , А
1	Секция потребителей №1	650	0,8	0,75	487,5	812,5	1250
2	Секция потребителей №2	780			585	975	1500
3	Секция потребителей №3	620			465	775	1192,3
4	Секция потребителей №4	510			382,5	637,5	980,8
Всего по ТП-6/0,4 кВ		2560			1920	3200	4923,1

Расчёт по (4):

$$P_{ТП} = 0,9 \cdot 2560 = 2304 \text{ кВт.}$$

Расчёт по (5):

$$Q_{ТП} = 2304 \cdot 0,75 = 1728 \text{ квар.}$$

Расчёт по (6):

$$S_{ТП} = \sqrt{2304^2 + 1728^2} = 2880 \text{ кВА.}$$

2.3 Выбор силовых трансформаторов на ТП-6/0,4 кВ

Выбор силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ производится по упрощённой методике, приведённой в [2].

Для двухтрансформаторных подстанций, питающих потребители I и II категорий надёжности, мощность каждого трансформатора принимается равной согласно следующему условию

$$S_{ном.т} \geq S_{ном.т.р.} = \frac{P_{ТП}}{N \cdot \beta_m}, \quad (7)$$

где $S_{ном.т.р.}$ – значение полной номинальной расчетной мощности силового трансформатора, кВА;

$P_{ТП}$ – значение расчетной активной нагрузки ТП-6/0,4 кВ после проведения реконструкции, кВт;

N – количество силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ, шт;

β_m – коэффициент загрузки силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ [1].

Согласно (7)

$$S_{ном.т} \geq S_{ном.т.р.} = \frac{2304}{2 \cdot 0,85} = 1355,3 \text{ кВА}.$$

Исходя из полученных расчётных значений, выбирается силовой трансформатор марки ТМЗ-1600/6.

На ТП-6/0,4 кВ устанавливаются два силовых трансформатора марки ТМЗ-1600/6.

Проверка силового трансформатора в нормальном режиме работы проводится по условию [2]

$$K_3 \leq 0,85 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (8)$$

Силовой трансформатор в послеаварийном режиме работы должен удовлетворять требованию [2]

$$K_3 \leq 1,7 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (9)$$

Согласно (8)

$$K_3 \leq 0,85 \leq \frac{0,5 \cdot 2880}{1600} = 0,9.$$

Согласно (9)

$$K_3 \leq 1,7 \leq \frac{2880}{1600} = 1,8.$$

Расчётным путём в работе установлено, что выбранные силовые трансформаторы марки ТМЗ-1600/6, которые выбраны для установки на ТП-6/0,4 кВ после проведения реконструкции, обеспечат надёжную работу

схемы электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах работы. На ТП-6/0,4 кВ предусмотрена установка двух трансформаторов указанной марки.

Зная марку силовых трансформаторов, окончательно выбирается КТПН типа К-42-1600 СОЭМИ.

Конструкция указанной КТПН приведена в графической части работы на листе №3.

2.4 Расчёт и выбор компенсирующих устройств на ТП-6/0,4 кВ

Непосредственный выбор компенсирующих устройств для установки на ТП-6/0,4 кВ проводится согласно [1,2].

Для использования в реконструированной схеме электроснабжения применяется установка компенсирующих устройств в виде батарей конденсаторов на шинах 0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ.

Согласно методике [1,2], значение максимальной реактивной мощности, которую желательно передавать через силовые трансформаторы ТП-6/0,4 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ для обеспечения необходимого нормативного коэффициента загрузки силовых трансформаторов β_T , находится:

$$Q_T = \sqrt{(N\beta_T S_{ном.Т})^2 - P_{ТП}^2}, \text{ квар}, \quad (10)$$

где N – количество силовых трансформаторов на ТП-6/0,4 кВ, шт.;

β_T – нормативное значение коэффициента загрузки силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ;

$S_{ном.Т}$ – значение полной номинальной мощности силового трансформатора ТП-6/0,4, кВА;

$P_{ТП}$ – значение расчетной активной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ, кВт.

Расчётная мощность конденсаторных установок (КУ) определяется таким образом:

$$Q_{н.к} = Q_{ТП} - Q_T, \text{ квар}, \quad (11)$$

где $Q_{ТП}$ —значение реактивной расчётной нагрузки на шинах ТП-6/0,4 кВ квар.

Согласно (10)

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 2304^2} = 1115,8 \text{ квар}.$$

Согласно (11)

$$Q_{н.к} = 1728 - 1115,8 = 612,2 \text{ квар}.$$

Выбираются две конденсаторные установки марки УКРМ Ortea PFC 101-300 IP20 (реактивной мощностью по 300 квар каждая выбранная установка).

2.5 Выбор и проверка сечения проводников ТП-6/0,4 кВ

В работе сеть напряжением 6 кВ, питающая объект исследования (ТП-6/0,4 кВ) от шин РП-6 кВ на напряжении 6 кВ, а также сеть 0,38/0,22 кВ, которая питает группы потребителей ТП-6/0,4 кВ, выполняется кабельными линиями и прокладывается непосредственно в траншее [3].

Кабельные линии прокладываются в земляной траншее на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.

Выбирается сечение кабельной линии, которая питает ТП-6/0,4 кВ от РП-6 кВ энергосистемы на номинальном напряжении 6 кВ.

Согласно условиям [1], сечения кабельных линий напряжением 6 кВ должны выбираться по экономической плотности тока таким образом [1,7]:

$$F_9 = \frac{I_{\max.}}{j_9}, \text{ мм}^2, \quad (12)$$

где $I_{\max.}$ —максимальный расчётный ток КЛ-6 кВ в нормальном режиме работы, А;

J_9 —нормируемое значение плотности тока, А/мм² [1].

Значение максимального расчётного тока КЛ-6 кВ, питающей реконструируемую ТП-6/0,4 кВ в нормальном режиме работы [1] с учётом необходимого уровня резервирования:

$$I_{\max.} = \frac{K_{рез} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}, \quad (13)$$

где $K_{рез}$ – значение коэффициента резервирования (принимается $K_{рез}=1,4$, так как на ТП-6/0,4 кВ установлены два силовых трансформатора [1]).

Проверка кабеля по условию допустимого нагрева [1]:

$$I_{доп} \geq I_{\max.}, \text{ А}, \quad (14)$$

где $I_{доп}$ – значение длительно допустимого тока кабеля [1];

$I_{р.вет}$ – значение максимального расчётного тока кабеля.

Согласно (13)

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 215,5 \text{ А}.$$

Согласно (12)

$$F_{э,р} = \frac{215,5}{1,3} = 165,8 \text{ мм}^2.$$

Выбирается кабель $F_{см} = 150 \text{ мм}^2$ ([1]), прокладка – в земле.

Проверка согласно (14)

$$300 \text{ А} > 215,5 \text{ А}.$$

Условия всех необходимых проверок выполнены.

Окончательно принимается для кабельной линии напряжением 6 кВ, которая питает реконструируемую ТП-6/0,4 кВ, силовой кабель марки АСБ-6(3x150).

Далее в работе проводится выбор кабельных линий, питающих секции потребителей ТП-6/0,4 кВ на напряжении 0,38/0,22 кВ.

Необходимую степень резервирования потребителей ТП-6/0,4 кВ, с учётом их категории надёжности, в работе выполняется с помощью

кабельных линий соответствующих соседних секций потребителей рассматриваемой ТП-6/0,4 кВ.

При этом необходимым условием является питание указанных кабельных линий от разных секций шин 0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ по радиальной схеме электроснабжения согласно [1].

Для правильного выбора сечения указанных кабельных линий необходимо знать значение тока кабельной линии в нормальном и в послеаварийном режиме работы.

В работе выбираются для питания всех секций потребителей ТП-6/0,4 кВ инновационные силовые медные кабели с изоляцией со сшитого полиэтилена негорючие (марка ПвВГнг).

Указанные кабели прокладываются в земле. Сечение указанных кабелей выбирается по [2].

При этом в реконструированной схеме ТП-6/0,4 кВ значение тока аварийного режима определяется с учётом взаимного резервирования секций потребителей ТП-6/0,4 кВ:

- для первой секции потребителей ТП-6/0,4 кВ – с учётом второй секции потребителей и наоборот;
- для третьей секции потребителей ТП-6/0,4 кВ – с учётом четвёртой секции потребителей и наоборот.

Расчёт детально производится на примере первой секции потребителей.

Значение расчетного тока нормального режима секций потребителей ТП-6/0,4 кВ приведён таблице 2.1.

В послеаварийном режиме работы системы, когда основной кабель вышел из строя и питание первой секции потребителей осуществляется от резервного кабеля, питающего вторую секцию потребителей, значение расчетного тока определяется так [1]:

$$I_{нав} = \frac{0,7 \cdot \sum_{i=1}^n S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ А.} \quad (15)$$

где 0,7 – значение поправочного коэффициента [1].

Согласно (14) для первой секции потребителей:

$$I_{нав} = \frac{0,7 \cdot (812,5 + 975)}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1925 A.$$

Выбор кабеля в нормальном режиме работы [1,2]

$$I'_{дон} \geq I_n, A. \quad (16)$$

где $I'_{дон}$ – значение длительно допустимого тока кабельной линии с учётом отклонений от нормальных условий прокладки, А.

При этом значение длительно допустимого тока кабельной линии с учётом отклонений от нормальных условий прокладки определяется так:

$$I'_{дон} = K_{общ}^n I_{дон}, A. \quad (17)$$

где $K_{общ}^n$ – значение суммарного поправочного коэффициента в нормальном режиме работы [1].

Проверка выбранной кабельной линии в послеаварийном режиме работы проводится по условию [1,2]:

$$I'_{дон.нав} \geq I_{нав}, A. \quad (18)$$

$$I'_{дон.нав} = K_{нав} \cdot I_{дон}, A. \quad (19)$$

где $K_{нав}$ – значение суммарного поправочного коэффициента в послеаварийном режиме работы [2];

$I_{нав}$ – значение расчетного тока кабельной линии в послеаварийном режиме работы.

Проводится выбор и проверки кабельной линии, питающей первую секцию потребителей от сборных шин ТП-6/0,4 кВ.

Согласно (16) с учётом (17)

$$I'_{дон} = 3 \cdot 468 \cdot 0,97 = 1362 A \geq I_n = 1250 A.$$

Принимается три кабеля марки ПвВГнг (4x240) с $I_{дон} = 468$ А, прокладка кабелей – в земле.

Согласно (18) с учётом (19)

$$I'_{дон.нав} = 4 \cdot 1,35 \cdot 468 = 2527,2 A \geq I_{нав} = 1925 A.$$

Принимается к выбору четыре кабеля марки ПвВГнг (4х240) с $I_{дон} = 468$ А, прокладка кабелей – в земле.

Аналогично выбраны и проверены кабельные линии электропередачи для других секций потребителей, реконструированной ТП-6/0,4 кВ и результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты выбора кабельных линий секций потребителей реконструированной ТП-6/0,4 кВ

№	Потребители секции 0,38/0,22 кВ	S_i , кВА	I_i , А	$I_{ПДВ}$, А	Число кабелей в линии: n, шт	Марка кабеля	$I_{дон}$, А
1	Секция потребителей №1	812,5	1250	2475	4	ПвВГнг (4х240)	4х468
2	Секция потребителей №2	975	1500	2475	4	ПвВГнг (4х240)	4х468
3	Секция потребителей №3	775	1192,3	2340	4	ПвВГнг (4х240)	4х468
4	Секция потребителей №4	637,5	980,8	2340	4	ПвВГнг (4х240)	4х468

2.6 Расчёт токов короткого замыкания на ТП-6/0,4 кВ

Расчёт токов короткого замыкания на ТП-6/0,4 кВ осуществляется для непосредственного выбора и проверки по условиям электродинамической и термической стойкости электрических аппаратов, проводников и оборудования ТП-6/0,4 кВ, а также для выбора уставок релейной защиты и автоматики[3,5].

На рисунке 1 приведена расчетная схема для расчета токов короткого замыкания на ТП-6/0,4 кВ и построенная по ней схема замещения.

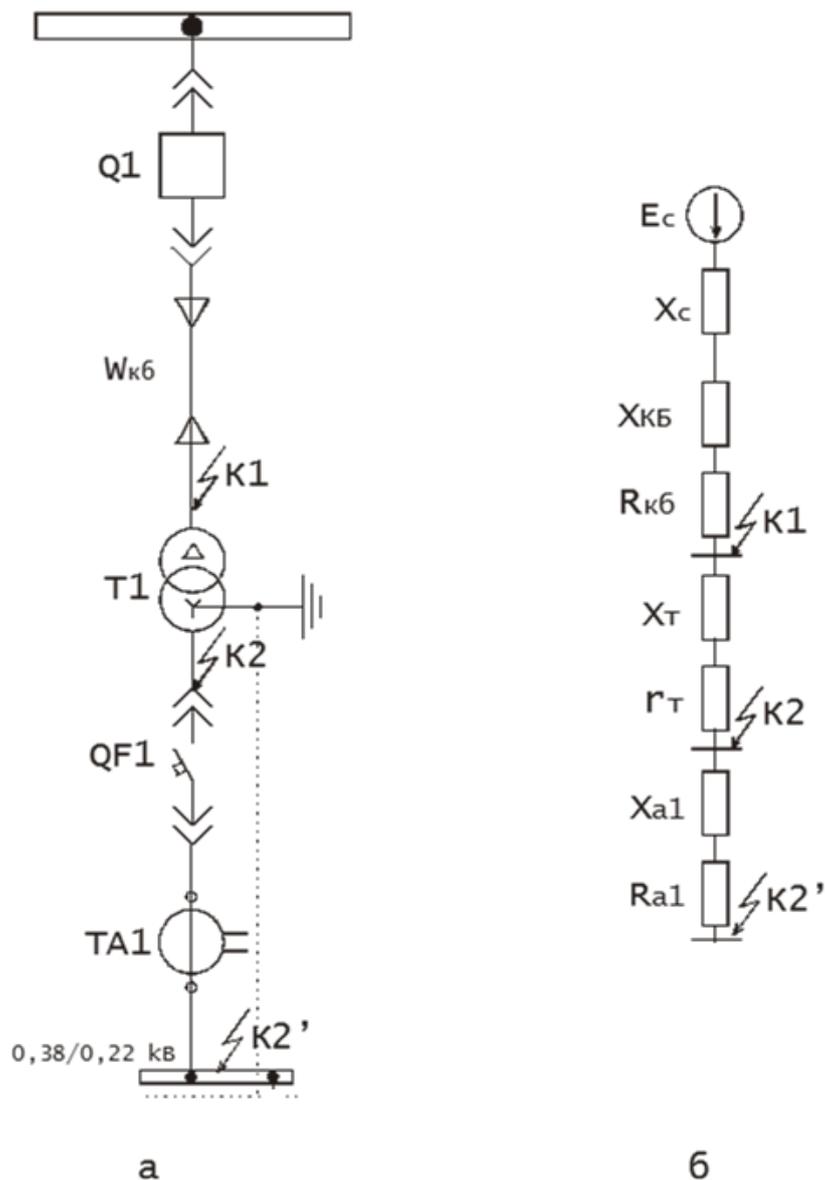


Рисунок 1 - Схемы для расчетов токов короткого замыкания:

а - расчетная схема; б - схема замещения

В схеме на рисунке 1 показан высоковольтный выключатель, установленный на РП-6 кВ.

При этом выключатель нагрузки и высоковольтный предохранитель, которые установлены на ТП-6/0,4 кВ для расчетов токов короткого замыкания не учитываются, в силу ничтожно малых сопротивлений, которыми можно пренебречь[5,6].

Расчёт проводится в максимальном режиме работы системы.

Значение базисной мощности принимаемая равной полной расчётной нагрузке ТП-6/0,4 кВ [5,6]

$$S_{\bar{6}} = S_{\text{НОМ.Т}} = 1600 \text{ кВА.}$$

Значение базисных напряжений[5,6]

$$U_{\bar{6}1} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}, \text{ кВ}; \quad (20)$$

$$U_{\bar{6}1} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\bar{6}2} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Значение базисного тока[5,6]

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}1}}, \text{ А}; \quad (21)$$

$$I_{\bar{6}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 146,6 \text{ А.}$$

Сопротивление системы

$$x_{*c} = \frac{I_{\bar{6}}}{I_{\text{П.О}}^{(3)}}, \text{ у.е.}; \quad (22)$$

$$x_{*c} = \frac{34,7}{15000} = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ у.е.}$$

Сопротивление кабельной линии [3, 4]

$$x_{*к\bar{6}1} = x_{0к\bar{6}1} l_{к\bar{6}1} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2}, \text{ у.е.}; \quad (23)$$

$$r_{*к\bar{6}1} = r_{0к\bar{6}1} l_{к\bar{6}1} \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}1}^2}, \text{ у.е.},$$

где $r_{0к\bar{6}1}$ - активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км;

$x_{0к\bar{6}1}$ - реактивное удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$x_{*к\bar{6}1} = 0,083 \cdot 0,05 \frac{0,4}{6,3^2} = 0,24 \cdot 10^{-4} \text{ о.е.};$$

$$r_{*к\bar{6}1} = 0,625 \cdot 0,05 \frac{0,4}{6,3^2} = 1,8 \cdot 10^{-4} \text{ о.е.}$$

Сопротивление силового трансформатора [3,4]

$$r_{*T} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ.Т}}, \text{ о.е.}; \quad (24)$$

$$x_{*T} = \sqrt{u_{*к}^2 - r_{*T}^2} \text{ о.е.}, \quad (25)$$

где $\Delta P_{кз}$ —значение потерь короткого замыкания силового трансформатора, кВт;

$u_{к}$ - напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %.

$$r_{*T} = \frac{20}{1600} = 0,0121 \text{ о.е.}$$

$$x_{*T} = \sqrt{0,055^2 - 0,0121^2} = 0,0537 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление к точке короткого замыкания К1 [3,4]

$$x_{*\Sigma K1} = x_{*C} + x_{*кб1}, \text{ о.е.}; \quad (26)$$

$$x_{*\Sigma K1} = 0,0058 + 0,000024 = 0,00582 \text{ о.е.}$$

$$z_{*\Sigma K1} = \sqrt{x_{*\Sigma K1}^2 + r_{*\Sigma K1}^2}, \text{ о.е.}; \quad (27)$$

$$z_{*\Sigma K1} = \sqrt{0,00582^2 + 0,00018^2} = 0,00582 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление к точке короткого замыкания К2 [3,4]

$$x_{*\Sigma K2} = x_{*\Sigma K1} + x_{*T}, \text{ о.е.}; \quad (28)$$

$$x_{*\Sigma K2} = 0,00582 + 0,0537 = 0,0595 \text{ о.е.}$$

$$r_{*\Sigma K2} = r_{*кб1} + r_{*T}, \text{ о.е.}; \quad (29)$$

$$r_{*\Sigma K2} = 0,00018 + 0,0121 = 0,0123 \text{ о.е.}$$

При переводе в именованные единицы

$$x_{*\Sigma K2} = x_{*\Sigma K2} \frac{U_{62}^2}{S_6}, \text{ Ом}; \quad (30)$$

$$x_{\Sigma K2} = 0,0595 \cdot \frac{0,4^2}{0,4} = 0,0152 \text{ Ом.}$$

$$r_{\Sigma K2} = r_{*\Sigma K2} \frac{U_{62}^2}{S_6}, \text{ Ом;} \quad (31)$$

$$r_{\Sigma K2} = 0,0123 \cdot \frac{0,4^2}{0,4} = 0,0031 \text{ Ом.}$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{r_{\Sigma K2}^2 + x_{\Sigma K2}^2}, \text{ Ом;} \quad (32)$$

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{0,0031^2 + 0,0152^2} = 0,0155 \text{ Ом.}$$

Сопровитлений автоматических выключателей принято по [8]

$$r_{a1} = 0,00014 \text{ Ом;}$$

$$x_{a1} = 0,00008 \text{ Ом;}$$

$$r_{a2} = 0,007 \text{ Ом;}$$

$$x_{a2} = 0,0045 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление к точке короткого замыкания К2" согласно [3, 4]

$$r_{\Sigma K2'} = R_{\Sigma K2} + r_{a1}, \text{ Ом;} \quad (33)$$

$$r_{\Sigma K2'} = 0,0031 + 0,00014 = 0,00324 \text{ Ом.}$$

$$z_{\Sigma K2'} = \sqrt{r_{\Sigma K2'}^2 + x_{\Sigma K2}^2}, \text{ Ом;} \quad (34)$$

$$z_{\Sigma K2'} = \sqrt{0,00364^2 + 0,0152^2} = 0,01563 \text{ Ом.}$$

Значение сопротивления кабельной линии, питающей ТП-6/0,4 кВ [3, 4]

$$x_{кб.i} = x_{0.кб.i} l_{кб.i}, \text{ Ом;} \quad (35)$$

$$r_{кб.i} = r_{0.кб.i} l_{кб.i}, \text{ Ом.} \quad (36)$$

$$x_{кб.2} = 0,099 \cdot 0,04 = 0,004 \text{ Ом;}$$

$$r_{кб.2} = 3,12 \cdot 0,04 = 0,125 \text{ Ом.}$$

$$x_{кб.1} = 0,102 \cdot 0,06 = 0,0061 \text{ Ом;}$$

$$r_{кб.1} = 7,81 \cdot 0,06 = 0,469 \text{ Ом.}$$

Значение тока трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К1 [4,5]

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_6}{z_{\Sigma K1}^*}, \text{ A}; \quad (37)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{146,6}{0,00582} = 3988 \text{ A} = 3,988 \text{ кА}.$$

Значение тока трехфазного короткого замыкания в расчётных точках К2, К2" [4,5]

$$I_{K.i}^{(3)} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K.i}}, \text{ кА}; \quad (38)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0156} = 14,8 \text{ кА};$$

$$I_{K2'}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,01563} = 14,79 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока трехфазного короткого замыкания [3,4]

$$i_{y.K.i} = \sqrt{2} \cdot K_y I_{K.i}^{(3)}, \text{ кА}; \quad (39)$$

где K_y - ударный коэффициент.

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,988 = 10,2 \text{ кА};$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 14,8 = 29,3 \text{ кА};$$

$$i_{y.K2''} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 14,79 = 29,2 \text{ кА}.$$

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \frac{\sqrt{3}}{2}. \quad (40)$$

$$I_{k1}^{(2)} = 3,988 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3,45 \text{ кА}.$$

$$I_{k2}^{(2)} = 14,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 12,8 \text{ кА}.$$

$$I_{k2'}^{(2)} = 14,79 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 12,7 \text{ кА}.$$

Постоянная времени [4]:

$$T_{a.c} = \frac{X_c}{\omega R_c}, \quad \omega = 2\pi f, \quad (41)$$

где f – частота питающей сети, Гц.

$$T_{a.c} = \frac{0,0058}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 1} = 1,8 \cdot 10^{-5} c.$$

Значение суммарного импульса квадратичного тока КЗ [4]:

$$B_k = B_{k.n} + B_{k.a}, \quad (42)$$

где $B_{k.n}$ – значение импульса квадратичного тока от периодической составляющей тока КЗ;

$B_{k.a}$ – значение импульса квадратичного тока от аperiodической составляющей тока КЗ.

При питании от энергосистемы [14]:

$$B_{k.n} = (I_c^{(3)})^2 t_{откл} \quad (43)$$

$$B_{k.a} = (I_c^{(3)})^2 T_{a.c} \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_{a.c}}} \right), \quad (44)$$

где $I_c^{(3)}$ – действующее значение тока короткого замыкания от системы.

$$B_{k.n} = (15)^2 \cdot 0,1 = 22,5 \kappa A^2 \cdot c.$$

$$B_{k.a} = (15)^2 \cdot 1,8 \cdot 10^{-5} \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,1}{1,8 \cdot 10^{-5}}} \right) = 0,04 \kappa A^2 \cdot c.$$

$$B_k = 22,5 + 0,04 = 22,54 \kappa A^2 \cdot c.$$

Значение приведенного времени процесса короткого замыкания [4]:

$$t_{п.п} = \frac{B_k}{(I_\infty^{(3)})^2}. \quad (45)$$

$$t_{п.п1} = \frac{22,54}{(3,99)^2} = 1,4 c.$$

$$t_{п.п2} = \frac{22,54}{(14,8)^2} = 0,1 c.$$

$$t_{п.п2} / = \frac{22,54}{(14,79)^2} = 0,1 c.$$

$$t_{п.п2} = \frac{22,54}{(0,364)^2} = 170,1 c.$$

Результаты расчета тока короткого замыкания в расчётных точках приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты расчета тока короткого замыкания в расчётных точках

Место КЗ	R_{Σ} , Ом	X_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА	k_y	t_n , с
К1	0,00018	0,00582	0,00582	3,99	10,2	3,45	1,8	1,4
К2	0,0123	0,0595	0,06076	14,80	29,3	12,8	1,4	0,1
К2"	0,00324	0,0152	0,01563	14,79	29,2	12,7	1,4	0,1

2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов на ТП-6/0,4 кВ

Выбор и проверка электрических аппаратов на ТП-6/0,4 кВ проводится согласно [4 – 6].

Проводится выбор электрических аппаратов напряжением до 1 кВ.

Условия выбора автоматических выключателей [4 – 6]:

- по значению номинального напряжения

$$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}, \text{ В}, \quad (46)$$

где $U_{\text{ном.а}}$ - номинальное значение напряжения автомата, В;

$U_{\text{ном.с}}$ - номинальное значение напряжения электрической сети, В.

- по значению номинального тока

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\phi} \text{ А}, \quad (47)$$

где I_{ϕ} —значения тока форсированного режима (максимального рабочего тока схемы), А.

- по значению тока расцепителя автоматического выключателя

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\phi}, \text{ А}. \quad (48)$$

- по значению тока автомата и его расцепителя

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.р}}, \text{ А}. \quad (49)$$

- по значению тока теплового расцепителя автоматического выключателя

$$I_{с.п} = I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_p \text{ А}, \quad (50)$$

где I_p —значение расчетного тока, А.

- отстройка от пусковых токов

$$I_{с.в} = I_{у.е.р} \geq 1,25 \cdot I_{пуск} \text{ А}, \quad (51)$$

где $I_{пуск}$ —значение пускового тока, А

- отключающая способность автомата

$$I_{ном.вим.а} \geq I_{п.о} = I''_к \text{ А}, \quad (52)$$

где $I''_к$ —значение максимального тока трёхфазного короткого замыкания, А

Осуществляется выбор автомата ввода для установки в шкафу ввода ТП-6/0,4 кВ.

В упомянутом шкафу ввода выбираются для установки автоматические выключатели типа Электрон Э25С.

Расчетные данные и каталожные данные[4]сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 4.

Таблица 4 –Результаты выбора и проверки автомата ввода на ТП-6/0,4 кВ

Условия выбора	Данные электрической сети	Каталожные данные автомата типа Электрон Э25С
Условие (46)	$U_{ном.с} = 380 \text{ В}$	$U_{ном.а} = 380 \text{ В}$
Условие (47)	$I_{ном.а} = K_{рез} I_{ном.т} =$ $= 1,4 \cdot 2461,5 = 3446 \text{ А}$	$I_{ном.а} = 4000 \text{ А}$
Условие (48)	$I_{ном.р} = K_{рез} I_{ном.т} =$ $= 1,4 \cdot 2461,5 = 3446 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 4000 \text{ А}$
Условие (49)	$I_{ном.а} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 4000 \text{ А}$
Условие (50)	$1,1 \cdot I_{ф} = 1,1 \cdot 3446 =$ $= 3790,6 \text{ А}$	$I_{с.п} = I_{у.т.р} =$ $= 1,25 \cdot I_{ном.р} =$ $= 1,25 \cdot 3446 = 4307,5 \text{ А}$
Условие (51)	$6 \cdot I_{ном.т} = 6 \cdot 2461,5 =$ $= 14769 \text{ А}$	$I_{у.е.р} = 4 \cdot I_{ном.р} =$ $= 4 \cdot 4000 = 16000 \text{ А}$
Условие (52)	$I_{п.о} = I_{к2} = 14,8 \text{ кА}$	$I_{ном.в.а} = 65 \text{ кА}$

Условия выбора и проверки выполняются, окончательно выбирается автомат ввода ТП-6/0,4 кВ марки Электрон Э25С.

Далее проводится выбор линейных автоматов для защиты потребителей ТП-6/0,4 кВ.

Проводится выбор линейного автомата для защиты потребителей первой секции.

Выбор и проверка автоматического выключателя осуществляется по приведённым ранее условиям (49) – (55).

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 5.

Таблица 5 - Выбор линейных автоматических выключателей для защиты и коммутации первой секции потребителей ТП-6/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата Электрон Э25С
Условие (46)	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 380 \text{ В}$
Условие (47)	$I_{\text{р.}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 2500 \text{ А}$
Условие (48)	$I_{\text{р.}} = 2475 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р.}} = 2500 \text{ А}$
Условие (49)	$I_{\text{ном.а.}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном.р.}} = 2500 \text{ А}$
Условие (50)	$I, I \cdot I_{\text{р.}} = 1,1 \cdot 1250 = 1375 \text{ А}$	$I_{\text{с.п.}} = I_{\text{у.т.р}} = K \cdot I_{\text{ном.р.}} = 1,25 \cdot 1250 = 1562,5 \text{ А}$
Условие (51)	$6 \cdot I_{\text{р.}} = 6 \cdot 1250 = 7500 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р}} = 4 \cdot I_{\text{ном.р.}} = 4 \cdot 2500 = 10000 \text{ А}$
Условие (52)	$I_{\text{п.о}} = I_{\text{к2}}'' = 14,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.в.а}} = 65 \text{ кА}$

Условия выбора и проверок выполняются.

Аналогично проведены расчёты и выбраны автоматические выключатели для защиты и коммутации остальных секций потребителей.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 –Результаты выбора линейных автоматических выключателей для защиты и коммутации секций потребителей ТП-6/0,4 кВ

Потребители 0,38/0,22 кВ	Тип автомата	$U_{ном.}$ В	$I_{р.}$ А	$I_{ном.а.}$ А	$I_{ном.р.}$ А	$I_{у.т.р.}$ А	$I_{у.э.р.}$ А	$I_{в.а.}$ кА
Секция потребителей №1	Электрон Э25С	380	2475	2500	2500	1562	10	65
Секция потребителей №2	Электрон Э25С	380	2475	2500	2500	1562	10	65
Секция потребителей №3	Электрон Э25С	380	2475	2500	2500	1562	10	65
Секция потребителей №4	Электрон Э25С	380	2475	2500	2500	1562	10	65

Далее проводится выбор и проверка электрических аппаратов 6 кВ.

Условия выбора данных электрических аппаратов приводятся далее согласно[4 – 6].

Известно, что электрические аппараты напряжением выше 1 кВ выбираются и проверяются по следующим условиям:

-значению номинального напряжения

$$U_{ном.ЭА} \geq U_{ном.с}, \text{ кВ} \quad (53)$$

где $U_{ном.ЭА}$ -значение номинального напряжения электрического аппарата, кВ;

$U_{ном.с}$ - значение номинального напряжения электрической сети, в которой устанавливается электрический аппарат;

- значению номинального тока

$$I_{ном.ЭА} \geq I_{\phi}, \text{ А} \quad (54)$$

где $I_{ном.ЭА}$ - значение номинального тока электрического аппарата, А;

I_{ϕ} - значение тока форсированного режима электрической сети, в которой устанавливается электрический аппарат;

- соответствие окружающей среде, рода установки (внешняя, внутренняя), характеристикам и параметрам защиты, конструктивному выполнению (стационарная, выдвижная);

- проверка по электродинамической стойкости для электрических аппаратов 6 кВ

$$i_{\text{дин}} \geq i_y, \text{А}, \quad (55)$$

где i_y - расчетный ударный ток;

- допустимого значения тока термической стойкости электрических аппаратов 6 кВ

$$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq I_{\text{к}}^2 t, \text{А}^2 \cdot \text{с}. \quad (56)$$

Осуществляется непосредственный выбор высоковольтного выключателя, который установлен на питающем РП-6 кВ для защиты и коммутации реконструированной ТП-6/0,4 кВ.

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор высоковольтного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя LF1-6,3-12,5/ 630-У2-41
Условие (2.49)	$U_{\text{ном.с}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.а}} = 6 \text{ кВ}$
Условие (3.50)	$I_{\text{ф.}} = 217,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.в}} = 630 \text{ А}$
Род установки, ответственность окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У2
Условие (3.51)	$i_{\text{у.кл}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
Условие (3.52)	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Далее проводится выбор и соответствующие проверки трансформаторов тока.

Нагрузка вторичных выводов трансформаторов тока

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot R_{\text{к}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}, \text{ Ом}, \quad (57)$$

где $R_{\text{к}}$ - значение сопротивления кабелей, подключённых к трансформаторам тока, Ом;

$R_{\text{пр}}$ - значение сопротивления приборов, подключённых к трансформаторам тока, Ом;

$R_{\text{пер}}$ - значение переходного сопротивление контактов в цепях трансформаторов тока, Ом.

Значение сопротивления кабелей, подключённых к трансформаторам тока, определяется так:

$$R_{\text{к}} = \frac{l}{\nu S}, \text{ Ом} \quad (58)$$

где l - суммарная длина кабельной линии;

ν - удельная электропроводность;

S - сечение жил кабельной линии.

Сопротивление приборов определяется по [7]

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{пр.А}} + R_{\text{пр.В}}, \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = 0,02 + 0,02 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot 0,037 + 0,04 + 0,1 = 0,214 \text{ Ом};$$

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 8.

Таблица 8–Результаты выбора и проверки трансформатора тока

Условия выбора аппарата	Данные электрической сети	Каталожные данные ТТ ТПОЛМ-6
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ТС}} \geq U_{\text{ном.М}}$	$U_{\text{ном.с}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.а}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.ТС}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 217,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 250 \text{ А}$

продолжение таблицы 8

По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$
По допустимой нагрузке вторичной обмотки $Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{розр}}$	$Z_{2\text{розр}} = 0,19 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

Как было указано ранее, в шкафах высоковольтного ввода на ТП-6/0,4 кВ установлены выключатели нагрузки и высоковольтные предохранители. Проводится выбор и проверки выключатели нагрузки QW1-QW2.

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 9.

Таблица 9 - Выбор выключателя нагрузки

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя ВНПу-6/ 400-10-У3
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.с}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.а}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ф.}} = 217,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 250 \text{ А}$
Род установки, соответствие окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У3
$I_{\text{ном.вык}} \geq I_{\text{выкл.р}}$ $I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{вкл.р}}$	$I_{\text{выкл.р}} = 80,9 \text{ А}$ $I_{\text{вкл.р}} = 7,662 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вык}} = 250 \text{ А}$ $I_{\text{ном.вкл}} = 10 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 17,662 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$
$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 58,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2\text{с}$

Далее производится выбор и проверки высоковольтных предохранителей согласно методике, изложенной в[5,7]:

-по условию номинального напряжения – условие(53);

-по условию номинального тока плавкой вставки

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\phi} \text{ А,} \quad (59)$$

где $I_{\text{НОМ.ВСТ}}$ - значение номинального тока плавкой вставки, А;

- соответствие роду установки, климатическим условиям и окружающей среде;

- несрабатывания при токах, возникающих при включении силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq (1 \div 2) I_{\text{НОМ.Т}}, \text{ А;} \quad (60)$$

- по значению номинального тока патрона предохранителя (корпуса)

$$I_{\text{НОМ.П}} \geq I_{\text{НОМ.ВСТ}}, \text{ А;} \quad (61)$$

- по отключающей способности предохранителя

$$I_{\text{НОМ.ВЫК}} \geq I_{\text{К}}, \text{ кА.} \quad (62)$$

Результаты выбора и проверки предохранителей 6 кВ для установки на ТП-6/0,4 кВ [7] приведены в таблице 10.

Таблица 10–Результаты выбора и проверки высоковольтных предохранителей

Условия выбора аппарата	Данные электрической сети	Каталожные данные предохранителя ПК103-6-250-31,5/У3
Условие (53)	$U_{\text{НОМ.С}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.А}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 217,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 250 \text{ А}$
Род установки, соответствие окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У3
Несрабатывания при переходных процессах $I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq (1 \div 2) I_{\text{НОМ.Т}}$	$1,5 \cdot 153,9 = 230,9 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 250 \text{ А}$
По номинальному току $I_{\text{НОМ.П}} \geq I_{\text{НОМ.ВСТ}}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.П}} = 250 \text{ А}$
По отключающей способности $I_{\text{НОМ.ВИМ}} \geq I_{\text{К}}$	$I_{\text{К}} = 7,662 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ВИМ}} = 31,5 \text{ кА}$

2.8 Выбор системы учёта и контроля электроэнергии наТП-6/0,4 кВ

Далее в работе проводится аргументированный выбор системы учёта и контроля электроэнергии на ТП-6/0,4 кВ.

Автоматическая система контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ) является инновационным современным решением вопросов учёта и контроля потребления электроэнергии на предприятиях.

В работе система АСКУЭ оптимизировать электропотребление потребителей ТП-6/0,4 кВ также за счёт установки лимитов электропотребления.

Помимо этого, всем желающим потребителям всех типов, совместно с внедрением в их сетях системы АСКУЭ, предоставляется непосредственная возможность использования многотарифного учёта электроэнергии, что также оптимизирует электропотребление в системе электроснабжения ТП-6/0,4 кВ за счёт переноса максимальной нагрузки в то время суток, когда оплата за потреблённую электроэнергию будет минимальной.

Известно, что есть два варианта принципиального построения систем АСКУЭ: первый вариант - это классическая система АСКУЭ, представляющая собой сложную систему, непосредственно нуждающейся в постоянном мониторинге и качественном обслуживании.

Основными элементами этой системы являются приборы учета, линии связи, машины для обработки информации. Вместо счетчиков могут использоваться датчики, подключаемые к системе через аналогово-цифровые преобразователи.

Также можно применять классические индукционные приборы, но для них потребуются установка специальных считывающих устройств.

Второй вариант заключается в использовании интеллектуальных электронных счетчиков, обладающих широкими возможностями.

Второй вариант перспективен, однако данная система не приспособлена для современной.

Поэтому в работе для выполнения поставленных задач контроля и учёта электроэнергии на ТП-6/0,4 кВ принимается первый (классический) вариант построения системы АСКУЭ с использованием электронных счётчиков.

В [10] рассмотрена возможность использования математической модели, в основе которой лежит закон сохранения энергии, т.е. для любого периода времени работы энергосистемы выполняется закон сохранения энергии:

$$W_{\text{ПОД}} = W_{\text{ПОТ}} + \Delta W, \quad (63)$$

где $W_{\text{ПОД}}$ – объем электроэнергии, подведенный к электрической сети;

$W_{\text{ПОТ}}$ – объем электроэнергии, отпущенный потребителям;

ΔW – потери электроэнергии в электрической сети.

При этом значение технических и коммерческих потерь электроэнергии определяется как:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ТЕХ}} + \Delta W_{\text{КОМ}}, \quad (64)$$

где $\Delta W_{\text{ТЕХ}}$ – технические потери электроэнергии;

$\Delta W_{\text{КОМ}}$ – коммерческие потери электроэнергии.

Оценка погрешности показаний измерительной системы определяется по следующей формуле:

$$F = \sum_{i=1}^N a_i (W_i^{\text{расч}} - W_i^{\text{изм}})^2 \rightarrow \min, \quad (65)$$

где $W_i^{\text{расч}}$ – расчётная величина значения потреблённой электроэнергии i -го счётчика;

$W_i^{\text{изм}}$ – реальная величина значения потреблённой электроэнергии i -го счётчика, полученная непосредственно в результате проведения измерений;

k – суммарное количество счётчиков в схеме;

a_i – значения весовых коэффициентов.

Весовые коэффициенты в выражении (65) принимаются обратно пропорциональными дисперсиям ошибок измерений.

Схему электрической сети можно представить в виде графа, в котором линии электропередачи и трансформаторы являются его ребрами, а электростанции и подстанции – узлами.

Составляется система уравнений, в которой каждое слагаемое представляет собой выполнение первого закона Кирхгофа для расчетных потоков энергии, т.е.:

$$\sum_{j=1}^N W_{ij}^p = W_i^p, \quad (66)$$

где W_i^p – расчетное значение узловой электроэнергии;

W_{ij}^p – расчетное значение потока электроэнергии в искомой ветви;

N – число узлов схемы.

Решение уравнения (66), при котором обеспечивается минимум данной функции:

$$CW_{ij}^p = B \quad (67)$$

В результате в системе локализуются узлы с наибольшими значениями коммерческих потерь электроэнергии.

Все перечисленные ранее в работе мероприятия такого рода позволяют повысить точность измерения электроэнергии [8].

Учитывая приведённые аспекты, в работе предлагается применение электронного счётчика «Меркурий», который входит в систему АСКУЭ (описана далее).

Счетчик «Меркурий» обладает преимуществами по сравнению с аналогичными инновационными приборами, а именно:

- высокая надежность;
- компактность;
- высокая точность;
- незначительная чувствительность к изменениям температуры окружающей среды;

- возможность непосредственной передачи информации по каналам без участия как потребителя, так и энергоснабжающей организации;
- возможность учёта многотарифных абонентов.

Такая система без участия энергоснабжающей организации в автоматическом режиме отключать питание потребителю случае, если превышены лимит энергопотребления или допустимых потерь электроэнергии.

Последний аспект возможно использовать для оптимизации электропотребления в системе электроснабжения на ТП-6/0,4 кВ.

Структурная схема АСКУЭ, предлагаемая для использования в системе электроснабжения ТП-6/0,4 кВ, приведена на рисунке 2.

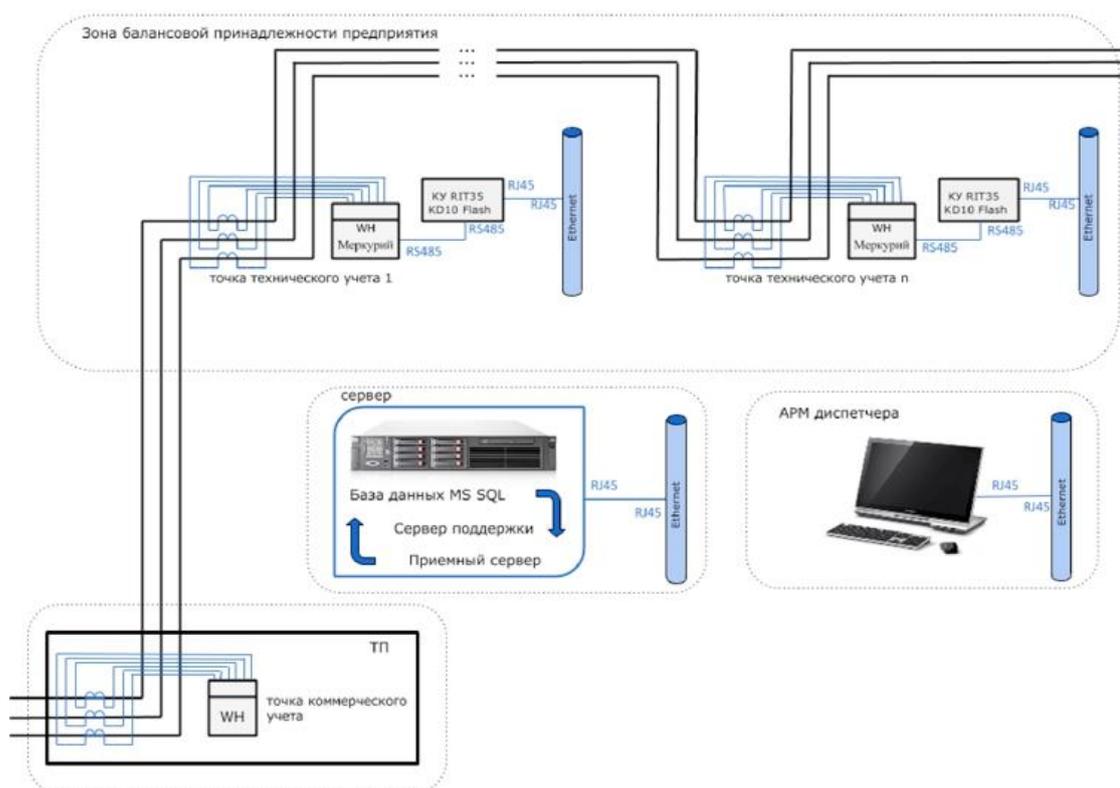


Рисунок 2 – Структурная схема АСКУЭ, предлагаемая для применения на ТП-6/0,4 кВ

Электронные реле, приведённые на рисунке 2, непосредственно реализуют поставленную задачу управления дифференцированными по

времени суток тарифов на электроэнергию, а также лимитами энергопотребления и допустимых потерь электроэнергии.

В работе проводится непосредственный выбор метода для обучения выбранной системы АСКУЭ. Выбор наиболее целесообразного метода для учёта и прогнозирования энергопотребления средствами автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии основывается на следующих критериях (таблица 11):

1. Минимальное участие эксперта при разработке и реализации модели.
2. Возможность работать с сильно зашумленным, недостающими и пропущенными данным.
3. Допустимые результаты при минимальных наборах базы данных.
4. Простота работы и алгоритма.
5. Возможность работы с лингвистической информацией.

Таблица 11 – Сравнительный анализ методов учёта и нормирования энергопотребления

Метод / критерий	1	2	3	4	5
Экстраполяционные методы	-	-	-	+	-
Детерминированы методы	-	-	+	-	-
Вероятностно-статистические методы	-	-	-	+	+
Экспертные методы	-	+	+	-	+
Нейронные сети	+	+	+	+	+

Для решения поставленного в работе задания применяется разработка [14]. В данной работе [14] на основе нейросетей создаётся алгоритм и структура нейросети для обучения систем АСКУЭ за счёт внедрения усовершенствованной методики учёта и прогнозирования

энергопотребления, что позволяет значительно повысить производительность сети и уменьшить её ошибку прогнозирования.

Параметры и их характеристики согласно [14], применяемые при разработке усовершенствованной методики учёта и прогнозирования энергопотребления на базе АСКУЭ на реконструируемой в работе ПС-6/0,4 кВ, приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Параметры и их характеристики, применяемые при разработке усовершенствованной методики учёта и прогнозирования энергопотребления на базе АСКУЭ на ПС-6/0,4 кВ

№ п/п	Параметр	Характеристики
1	Входной вектор	1. Напряжение электрической сети. 2. Нагрузка узлов электрической сети. 3. Сечение и длина проводников. 4. Метеоданные
2	Выходной вектор	Значения энергопотребления
3	Выборки (учебная, контрольная, тестовая)	Выбираются по эталонным значениям параметров при соответствующих значениях входных векторов
4	Архитектура нейронной сети	Многослойный персептрон
5	Алгоритм обучения нейронной сети	Метод сопряжённых градиентов
6	Функция активации нейронной сети	Логистическая

На рисунке 3 представлена структура предложенной ИНС для реализации поставленного задания учёта и прогнозирования энергопотребления на базе АСКУЭ на ТП-6/0,4 кВ согласно [14].



Рисунок 3 – Структура предложенной ИНС для обучения АСКУЭ для учёта и прогнозирования энергопотребления на ТП-6/0,4 кВ

Программная реализация нейросетевой модели учёта и прогнозирования энергопотребления АСКУЭ осуществляется в программе STATISTICA Neural Networks и включает выполнение этапов, приведённых ниже[14].

Запуск сохраненного файла предложенной ИНС для обучения АСКУЭ в программе STATISTICA Neural Networks. Файл запускается автоматически без необходимости дополнительных настроек. Запуск в предложенной ИНС сохраненного файла БД, которая использована при проектировании ИНС с учебной, контрольной и тестовой выборкам. Для решения задачи нужно в окне указать путь к сохраненному файлу БД, которая использована при проектировании ИНС с учебной, контрольной и тестовой выборкам[14].

После этого интерфейс программы будет выглядеть таким образом (рисунок 4):

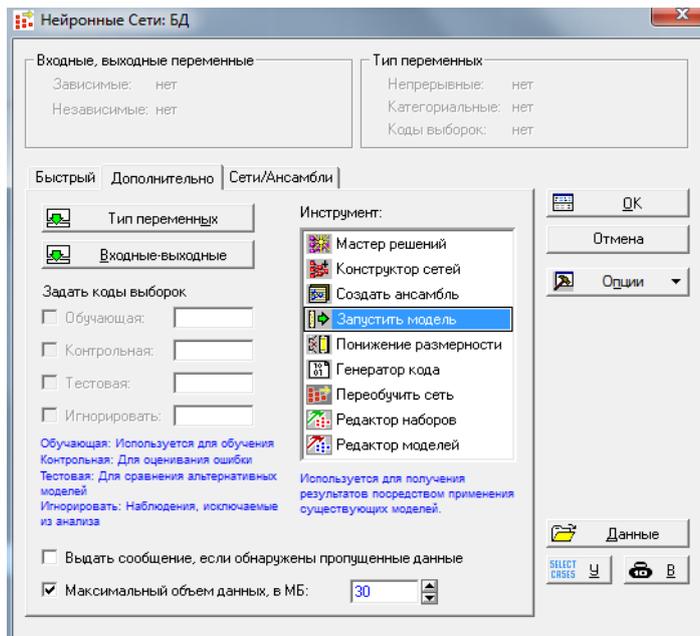


Рисунок 4 – Интерфейс программы при запуске сохранения файла ИНС для обучения АСКУЭ

В окне нужно выбрать пункт «запустить модель» и нажать ОК. При этом на экране появляется окно сохраненной ИНС с основными характеристиками (рисунок 5).

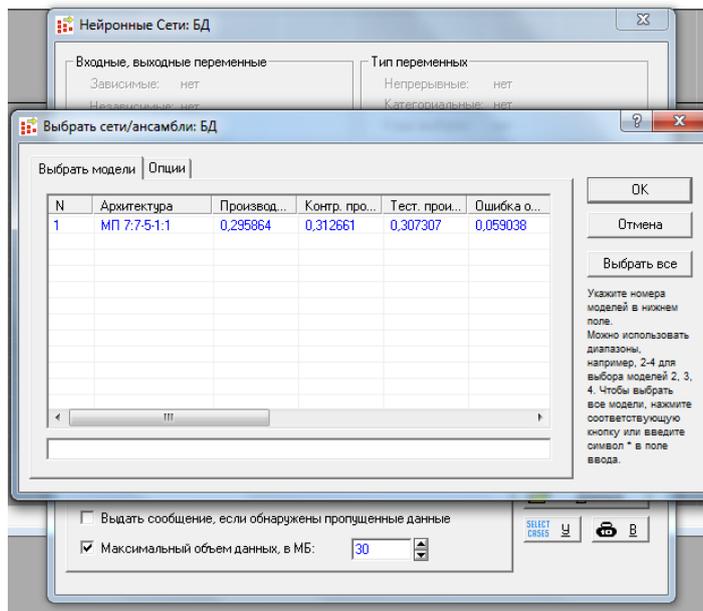


Рисунок 5 – Интерфейс сохраненной ИНС для обучения АСКУЭ

Левой кнопкой мыши нужно сделать клик на строку с указанной ИНС и нажать ОК.

После этого программа выдает таблицу результатов предложенной ИНС (рисунок 6).

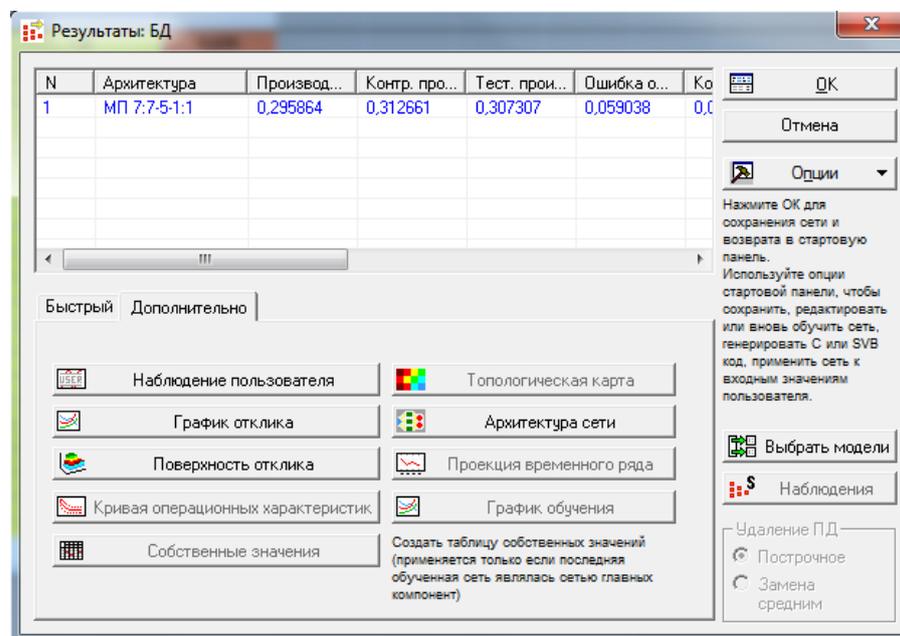


Рисунок 6 – Интерфейс программы с окном таблицы результатов ИНС для обучения АСКУЭ

На этом этапе есть возможность дополнительно вывести (на экран и на печать) основные характеристики предлагаемой ИНС (в виде таблиц и в графическом виде):

- кнопка «график отклика» строит двухмерную функцию отклика - зависимость математического ожидания выходной переменной (потери электроэнергии) от факторов модели (входных переменных). Как видно из рисунка 7, данная зависимость является линейной.

- кнопка «ПОВЕРХНОСТЬ отклика» (рисунок 7) позволяет построить трехмерные поверхности отклика, полученные по категоризированным данным (входным переменным), то есть подмножества данных, заданные выбраны методом категоризации, что позволяет сравнивать эти подмножества (категории);

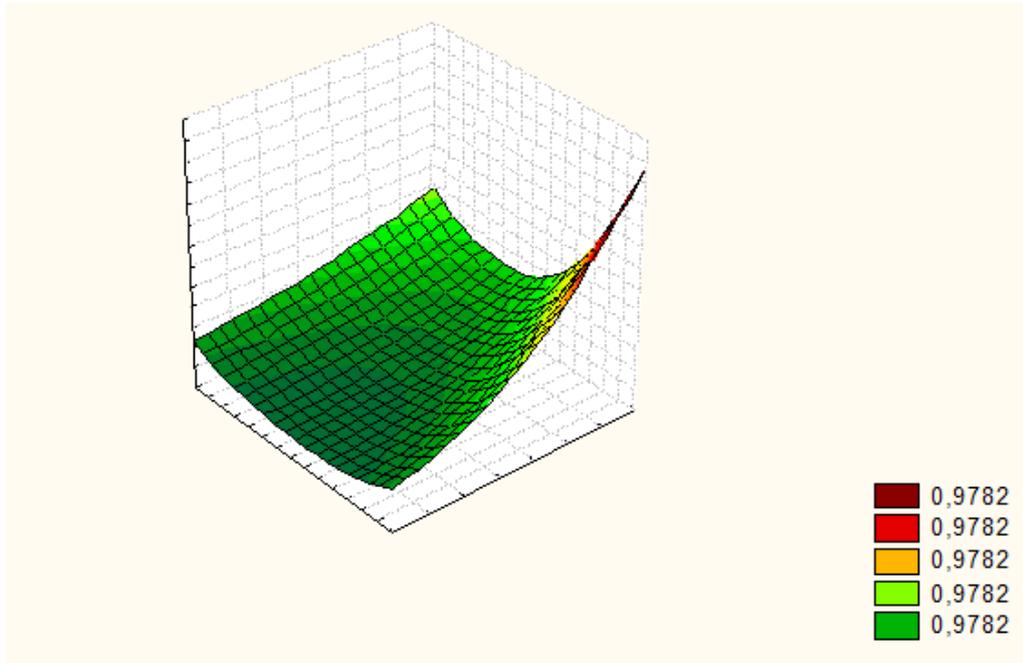


Рисунок 7 – Поверхность отклика сохраненной предложенной ИНС

- кнопка «архитектура сети» позволяет графически отобразить архитектуру предложенной ИНС с ее структурой (рисунок 8).

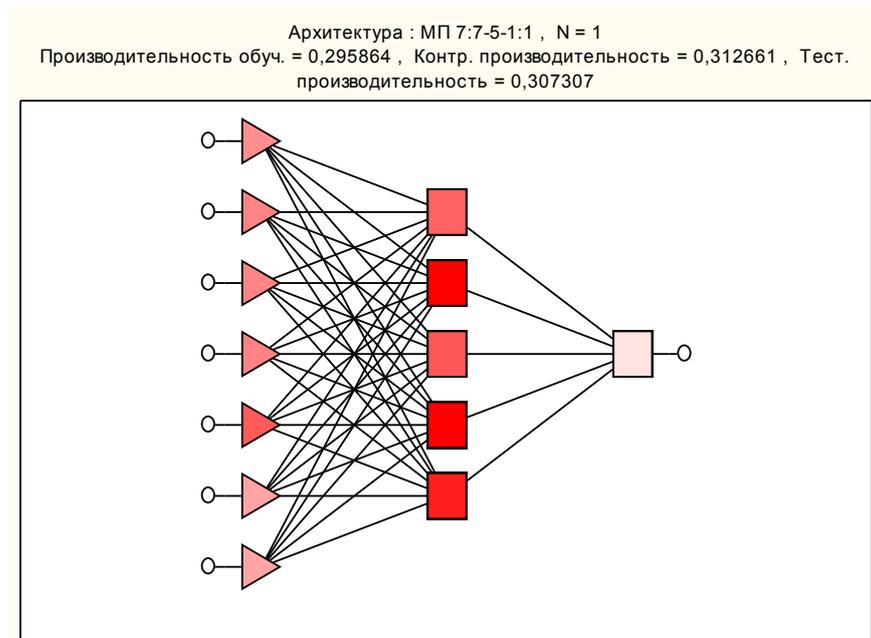


Рисунок 8 – Графическое отображение архитектуры предложенной ИНС для обучения АСКУЭ

Полученные результаты сохраняются в виде файла на ПК и используются для обучения выбранной системы АСКУЭ.

В результате выбора наиболее целесообразного метода нормирования и прогнозирования энергопотребления средствами автоматических систем коммерческого учета электрической энергии, обоснована целесообразность применения на основе метода нейронных сетей, имеющих безусловное преимущество сравнительно с аналогичными методами.

В работе предложена к внедрению на ТП-6/0,4 кВ усовершенствованная методика учёта и прогнозирования энергопотребления системы АСКУЭ на основе нейросетевых технологий, позволяющей значительно уменьшить ошибку учёта и прогнозирования, локализовать очаги хищений электроэнергии, а также оптимизировать энергопотребление.

3. Мероприятия по технике безопасности и охране труда

3.1 Мероприятия по технике безопасности на ТП-6/0,4 кВ

Согласно требованиям [15-19], перед началом работ в электроустановках необходимо провести организационные и технические мероприятия по технике безопасности.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасное производство работ в электроустановках, относятся [15-19]:

- выдача нарядов и распоряжений для проведения работ в электроустановках, утверждение перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- назначение лиц, отвечающих за безопасное проведение работ (руководителя работ, допускающего, наблюдающего, членов бригады);
- непосредственное проведение инструктажей (вводного, первичного на рабочем месте, повторных, целевых, 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 [15-19]:

- производство необходимых коммутационных переключений;
- принять меры, которые препятствуют ошибочному или самопроизвольному включению коммутационных аппаратов путём применения их блокировок, а также расшиновке 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 дистанционного управления, которыми может быть подано напряжение на рабочее место;

- убедиться в отсутствии напряжения на токоведущих частях, подлежащих заземлению 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 проверены), 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 [15-19].

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.

3.2 Расчет контура заземления ТП – 6/0,4 кВ

Необходимо рассчитать заземляющее устройство трансформаторной подстанции 6/0,38 кВ с двумя трансформаторами 1600 кВА.

Сеть 6 кВ работает с изолированной нейтралью, на стороне низкого напряжения нейтраль трансформатора глухозаземлена.

Значение удельного сопротивление грунта в месте установки заземляющего устройства трансформаторной подстанции 6/0,38 кВ, равняется $s_{\text{изм}} = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Значение тока замыкания на землю на стороне 6 кВ:

$$I_3 = \frac{U \cdot L}{350}, \text{ A.} \quad (68)$$

По условию (68)

$$I_3 = \frac{6 \cdot 10,5}{350} = 0,3 \text{ A}$$

Намечается выполнить заземляющее устройство в виде прямоугольника четырёхугольника, для чего предусматривается использование вертикальных стержней длиной 5 м с диаметром 12 мм, соединённых между собой стальной полосой размерами 40 x 4 мм на глубине 0,8 м.

Расчётное сопротивление грунта для стержневых заземлителей [5]:

$$\rho_{\text{расч}} = K_c \cdot \rho, (69)$$

где K_c – значение сезонного коэффициента.

По условию (69) для горизонтальных и вертикальных заземлителей контура заземления

$$\rho_{\text{расч.в}} = K_c \cdot \rho = 1,9 \cdot 110 = 209 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = K_c \cdot \rho = 5 \cdot 110 = 550 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_{\text{в0}} = \frac{0,336 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot h_{\text{ср}} + l}{4 \cdot h_{\text{ср}} - l} \right), (70)$$

где l - длина вертикального заземлителя, м,

d - диаметр круглой стали, м,

$h_{\text{ср}}$ - расстояние от поверхности до середины вертикального заземлителя, м.

По условию (70)

$$R_{\text{в0}} = \frac{0,336 \cdot 209}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 47,32 \text{ Ом}.$$

К заземляющему устройству присоединена нейтраль обмотки трансформатора ТМЗ-1600/6, поэтому, согласно требованиям [1], сопротивление заземляющего устройства должно быть менее либо равно значению 4 Ом.

Сопротивление повторного заземления $R_{\text{пз}}$ не должно быть менее 30 Ом при $\rho_{\text{расч}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и ниже.

При $\rho_{\text{расч}} > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ПУЭ разрешает увеличивать сопротивление повторного заземления до:

$$R_{BO} = \frac{30 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{100}, \text{ Ом.} \quad (71)$$

По условию (71)

$$R_{BO} = \frac{30 \cdot 209}{100} = 62,71 \text{ Ом.}$$

Для повторного заземления выбирается стержень, длина которого составляет 5 м и диаметр 16 мм, сопротивление которого $47,32 < 62,71$ Ом.

Общее сопротивление всех повторных заземлений:

$$R_{\text{ПЗ}\Sigma} = \frac{R_{\text{ПЗ}}}{n} = \frac{R_{BO}}{n}, \text{ Ом,} \quad (72)$$

где n - число повторных заземлений.

По условию (72)

$$R_{\text{ПЗ}\Sigma} = \frac{47,33}{6} = 7,89 \text{ Ом.}$$

Расчётное сопротивление заземления нейтрали трансформатора с учётом повторных заземлений:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{ПЗ}\Sigma}}{R_{\text{ПЗ}\Sigma} - R_3}, \text{ Ом.} \quad (73)$$

По условию (73)

$$R_{\text{И}} = \frac{4 \cdot 7,89}{7,89 - 4} = 8,11 \text{ Ом.}$$

Теоретическое число стержней:

$$n_T = \frac{R_{BO}}{R_{\text{И}}}, \text{ шт.} \quad (74)$$

По условию (74)

$$n_T = \frac{47,33}{8,11} \approx 5,84 \text{ шт.}$$

Принимается 6 вертикальных заземлителей, которые располагаются в грунте на расстоянии 2,5 м друг от друга по периметру проектируемого контура заземления ПС-6/0,4 кВ.

Сопротивление полосы связи:

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г.}}{l} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \right), \quad (75)$$

где b – ширина полосы, м,

l – глубина заложения заземлителя, м.

По условию (75)

$$R_{ГО} = \frac{0,366 \cdot 550}{22,5} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 22,4^2}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 40,26 \text{ Ом.}$$

при $n = 6$, $a/l = 2,5/5 = 0,5$, $z_B = 0,65$ и $z_\Gamma = 0,4$ (по таблицам 12.4 и 12.5[12]).

Тогда действительное число стержней по формуле:

$$n_d = \frac{R_{ВО} \cdot \eta_\Gamma}{\eta_B} \cdot \lg \left(\frac{1}{R_{И} \cdot \eta_\Gamma} - \frac{1}{R_{ГО}} \right), \quad (76)$$

$$n_d = \frac{47,33 \cdot 0,44}{0,65} \cdot \lg \left(\frac{1}{8,11 \cdot 0,4} - \frac{1}{40,26} \right) = 8,26.$$

Принимается к монтажу 9 стержней и с учетом повторных заземлений:

$$R_{расч} = \frac{R_{И} \cdot R_{ПЗ\Sigma}}{R_{ПЗ\Sigma} + R_{И}}, \text{ Ом.} \quad (77)$$

$$R_{расч} = \frac{8,11 \cdot 7,89}{8,11 + 7,89} = 3,94 < 40 \text{ Ом.}$$

Окончательно принимается к монтажу 9 стержней и с учетом повторных заземлений.

Условия выбора и проверки выполняются.

Спроектированный контур заземления ТП-6/0,4 кВ показан на графическом листе №6.

3.3 Расчёт экономических показателей проекта

Далее в работе определяются экономические параметры системы электроснабжения реконструированной ТП-6/0,4 кВ.

Себестоимость передачи электроэнергии в системе электроснабжения проектируемой ТП-6/0,4 кВ согласно [20]:

$$C = I_{ам} + I_{к.р.} + I_з + I_{пр} + I_э, \text{ тыс.р./год}, \quad (78)$$

где $I_{ам}$ – величина амортизационных отчислений;

$I_{к.р.}$ – величина отчислений на капитальный ремонт оборудования;

$I_з$ – заработная плата обслуживающего персонала;

$I_{пр}$ – прочие расходы;

$I_э$ – затраты на потери электрической энергии.

При этом согласно [20]

$$I_{обс} = I_з + I_{пр}. \quad (79)$$

Исходные экономические показатели ТП-6/0,4 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Исходные экономические показатели ТП-6/0,4 кВ

Оборудование электрической сети			Капитальные затраты		Норма амортизационных х отчислений, %		Условные единицы	
Вид	Параметр	Кол-во, шт.	тыс. руб/ТП	тыс. руб/км	$P_{ам}$	$P_{к.р.}$	ед/ПС в год	ед/км в год
КТП	2х1600 кВА	1	650	-	6,6	2,9	4,0	-
КЛ	АСБ-6(3х150)	2	-	761,0	3,0	0,6	-	1,7
	ПвВГнг (4х240)	4х4=16	-	840,0				

Суммарные капитальные вложения в ПС и КЛ:

$$KB_{\Sigma} = N_m \cdot C_m + \sum (L_{кЛ} \cdot C_{кЛ}), \quad (90)$$

где N_m – число силовых трансформаторов, установленных на ТП-6/0,4 кВ после реконструкции;

где C_m – стоимость силовых трансформаторов, установленных на ТП-6/0,4 кВ после реконструкции;

L_{KL} – длина кабельных линий на ТП-6/0,4 кВ;

C_{KL} – стоимость кабельных линий на ТП-6/0,4 кВ.

По условию (90)

$$KB_{\Sigma} = 1 \cdot 650 + (2 \cdot 761 + 16 \cdot 840) = 15612 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на амортизацию согласно [20]

$$I_{ам} = a_{ТП} \cdot (N_m \cdot C_m) + a_{KL} \cdot \sum (L_{KL} \cdot C_{KL}), \quad (91)$$

где $a_{ТП}$, a_{KL} – амортизационные отчисления на реконструированную ТП-6/0,4 кВ и кабельные линии электропередач.

$$I_{ам} = 0,066 \cdot (1 \cdot 650) + 0,03 \cdot (2 \cdot 761 + 16 \cdot 840) = 42,9 + 448,9 = 491,8 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления на капитальный ремонт согласно [20]

$$I_{КР} = a_{КР} \cdot (N_m \cdot C_m) + a_{КР} \cdot \sum (L_{KL} \cdot C_{KL}) \quad (92)$$

$$I_{КР} = 0,029 \cdot (1 \cdot 650) + 0,006 \cdot (2 \cdot 761 + 16 \cdot 840) = 18,9 + 89,8 = 108,7 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на техническое обслуживание сети реконструированной ТП-6/0,4 кВ согласно [20]:

количество условных единиц согласно [20]

$$Усл.ед = K_{ТП} \cdot N_m + K_{KL} \cdot \sum L_{KL} \quad (93)$$

$$Усл.ед = 4 \cdot 1 + 1,7 \cdot 10 = 21 \text{ у.е.}$$

затраты на обслуживание ТП-6/0,4 кВ согласно [20]

$$I_{обс.} = 21 \cdot 2251 = 47,3 \text{ тыс. руб.}$$

Для дальнейшего проектирования необходимо рассчитать потери электроэнергии в трансформаторах и линиях реконструированной ТП-6/0,4 кВ.

Годовые потери энергии в силовом трансформаторе реконструированной ТП-6/0,4 кВ [12]:

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 \tau. \quad (94)$$

В результате проведения реконструкции на реконструированной ТП-6/0,4 кВ установлено два силовых трансформатора марки ТМЗ-1600/6.

Технические данные трансформаторов типа ТМЗ-1600/6 выбираются из таблиц [8] и приводятся в таблице 14.

Таблица 14 – Расчёт потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТП-6/0,4 кВ

Тр-р	$S_{\text{ном}}$, кВА	S_{max} , кВА	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	T_{max} , ч/год	τ , ч/год	$\Delta W_{\text{т}}$, кВт·ч/год
Т1	1600	1787,5	2,1	17,5	2000	920	38490,5
Т2	1600	1412,5	2,1	17,5	2000	920	30943,7
Всего по ТП-6/0,4 кВ		3200	-	-	-	-	69434,2

По выражению (94) значение потерь электроэнергии в первом силовом трансформаторе ТП-6/0,4 кВ

$$\Delta W_{T_1} = 2,1 \cdot 8760 + 17,5 \left(\frac{1787,5}{1600} \right)^2 920 = 38490,5 \text{ кВт·ч/год};$$

Во втором силовом трансформаторе ТП-6/0,4 кВ величина потерь электроэнергии по (94)

$$\Delta W_{T_2} = 2,1 \cdot 8760 + 17,5 \left(\frac{1412,5}{1600} \right)^2 920 = 30943,7 \text{ кВт·ч/год};$$

Суммарные потери в трансформаторах ТП-6/0,4 кВ равны их сумме потерь электроэнергии

$$\Delta W_T = \Delta W_{T_1} + \Delta W_{T_2}, \text{ кВт·ч/год.} \quad (95)$$

$$\Delta W_T = 38490,5 + 30943,7 = 69434,2 \text{ кВт·ч/год.}$$

Далее осуществляется определение потерь мощности и электроэнергии в кабельных линиях напряжением 0,38/0,22 кВ, питающих секции потребителей реконструированной ТП-6/0,4 кВ.

Эти потери электроэнергии ΔW , кВт·ч, в каждой кабельной линии определяют согласно [12]

$$\Delta W = 3I^2 R t, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}, \quad (96)$$

где τ - время максимальных потерь, которое определяется по приближённой формуле [12]:

$$t = (0,16K_3 + 0,84K_3^2) T_{max}, \quad (97)$$

где K_3 – значение коэффициента заполнения сезонного или годового графика нагрузки для ТП-6/0,4 кВ;

T_{max} – число часов, для которого вычисляются потери. В работе принимается значение $T_{max} = 8760$ ч.

В данном расчете используются табличные данные и значения для нахождения T_{max} и τ [8,12]. Результаты расчётов потерь электроэнергии в кабельных линиях 0,38/0,22 кВ, питающих секции потребителей реконструированной ТП-6/0,4 кВ, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчёт годовых потерь электроэнергии в кабельных линиях 0,38/0,22 кВ, питающих секции потребителей реконструированной ТП-6/0,4 кВ

Секция	Марка кабеля	I , А	R , Ом	τ , ч/год	ΔW кВт·ч/год
1	4хПвВГнг (4х240)	1250	0,05	610	14296,9
2	4хПвВГнг (4х240)	1500	0,05	610	20587,5
3	4хПвВГнг (4х240)	1192,3	0,05	610	13007,5
4	4хПвВГнг (4х240)	980,8	0,05	610	8802,1
Всего:			-	-	56694

Суммарная величина годовых потери энергии в кабельных линиях напряжением 0,38/0,22 кВ и силовых трансформаторах реконструированной ТП-6/0,4 кВ равны

$$\Delta W = \Delta W_{BL} + \Delta W_T = 69434,2 + 56694 = 126128,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Значение $Z_{\text{п}}=2,85$ р/кВт·ч [7], при этом годовые потери электроэнергии в сетях реконструированной ТП-6/0,4 кВ составляют 126128,2 кВт·ч.

Затраты на потери электроэнергии в реконструированной ТП-6/0,4 кВ равны

$$I_{\text{э}} = 2,85 \cdot 126128,2 = 359,5 \text{ тыс. р.}$$

Суммарные годовые издержки составляют:

$$C = I_{\text{ам}} + I_{\text{кр}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{э}}, \text{ тыс. р.} \quad (3.21)$$

$$C = 491,8 + 108,7 + 47,3 + 359,5 = 1007,3 \text{ тыс. р.}$$

В результате расчётов получена величина суммарных годовых издержек для реконструированной ТП-6/0,4 кВ, равная 1007,3 тыс. р.

Заключение

В результате выполнения работы осуществлена разработка проекта реконструкции системы электроснабжения и электрооборудования трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ в связи с подключением новых потребителей.

Для достижения поставленной цели приведена техническая характеристика ТП-6/0,74 кВ с обоснованием необходимости проведения реконструкции, непосредственно проведена реконструкция схемы электрических соединений ТП-6/0,74 кВ, расчёт электрических нагрузок реконструированной схемы, выбор силовых трансформаторов реконструированной схемы, расчёт и выбор компенсирующих устройств, выбор и проверка сечения проводников реконструированной схемы, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов реконструированной схемы, расчёт экономических показателей проекта, мероприятия по технике безопасности при выполнении работ, расчет контура заземления ТП – 6/0,4 кВ.

В работе предложена к внедрению на ТП-6/0,4 кВ усовершенствованная методика учёта и прогнозирования энергопотребления системы АСКУЭ на основе нейросетевых технологий, позволяющей значительно уменьшить ошибку учёта и прогнозирования, локализовать очаги хищений электроэнергии, а также оптимизировать энергопотребление.

Для решения задач, поставленных в работе по реконструкции ТП-6/0,4 кВ, в работе предложены следующие решения:

1) новые потребители подключаются к секциям 0,38/0,22 кВ ТП-6/0,4 кВ на свободные присоединения «резерв»;

2) выбран новый тип трансформаторной подстанции (комплектная трансформаторная подстанция – КТП), на которой установлены два силовых трансформатора. Данная ТП заменяет исходную ТП закрытого типа (ЗТП), на которой было установлено четыре силовых трансформатора. В качестве

новой ТП-6/0,4 кВ выбирается КТП наружной установки типа К-42-1600 СОЭМИ;

3) согласно условиям резервирования [1], в реконструированной схеме предусматривается питание силовых трансформаторов КТПН-6/0,4 кВ по радиальной схеме с применением резервирования на шинах РП-6 кВ. Кроме того, так как в схеме присутствуют потребители I категории надёжности, также необходимо на шинах 0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВ предусмотреть устройство автоматического включения резерва (АВР);

4) учитывая требования [1], в работе принята новая схема электроснабжения ТП-6/0,4 кВ – двухлучевая схема с двухсторонним питанием. При этом линии с двумя силовыми трансформаторами ТП-6/0,4 кВ взаимно резервируемы с применением необходимой степени секционирования, что практически осуществляется применением в новой схеме устройства автоматического включения резерва (АВР) на шинах РУ-0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ согласно [1].

Реконструированная система электроснабжения трансформаторной подстанции 6/0,4кВ, для питания потребителей I, II и III категории надёжности в полной мере отвечает требованиям надёжности и экономичности, которые предъявляются основными нормативными документами.

Результаты работы могут применены в системах электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. - М.: Альвис, 2018. 673 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». М.: Министерство энергетики, 2013.
3. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС., 2018. 312 с.
5. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. М.: Academia, 2018. 352 с.
7. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. М.: Лань, 2015. 480 с.
8. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 128 с.
9. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Дрофа, 2015. - 288 с.
10. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению / В.П. Шеховцов. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 136 с.
11. Кабель ПвВГнг. Режим доступа: <https://clive-group.ru/catalog/kabel-provod/kabel-silovoy-s-izolyatsiey-iz-spe-110-kv/kabel-pvvnng/>. Дата обращения: 09.03.2020 г.
12. Автоматические выключатели Электрон Э25С. Режим доступа: https://www.avtomats.com.ua/1842-selective_circuit_breaker_e25s_1600a_2500a_4000a_contactor.html. Дата обращения: 09.03.2020 г.

13. Системы АСКУЭ. Режим доступа: <http://neogroup.uz/sistemi-askue>.
Дата обращения: 09.03.2020 г.
14. Заиграева Ю.Б. Нейросетевые модели оценки и планирования потерь электроэнергии в электроэнергетических системах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Новосибирск. 2008. Режим доступа: https://www.nstu.ru/disser_files/34429_1224558649.pdf. Дата обращения: 09.03.2020 г.
15. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.: ил.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. / 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2016. 392 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. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Энергетика и экология / В. И. Курдюмов, Б. И. Зотов. М.: Колос, 2015. 247 с.
20. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике. М.: Колос, 2008. 263 с.