

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 Проектирование электрической сети Светлинского района Оренбургской области

Обучающийся

В. В. Васюк

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И.В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, Т.С. Якушева

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Целью работы является «разработка проекта электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4].

Для выполнения поставленной цели, на основе технико-экономических расчётов, осуществлён выбор конфигурации электрической сети Светлинского района, обоснованы оптимальные классы напряжения в районной сети.

Обоснованы марки и мощности силовых трансформаторов на понизительных подстанциях районной сети Светлинского района.

На основе расчёта электрических нагрузок и токов короткого замыкания, выбраны сечения линий электропередач в районной сети и типономиналы электрических аппаратов на понизительных подстанциях.

Обоснованы схемы для распределительных подстанций районной сети Светлинского района.

Рассчитаны параметры спроектированной сети в различных режимах работы.

Обоснование данных мероприятий в работе подтверждено на основании проведения расчётов и проверок.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы по обеспечению электробезопасности и экологической безопасности при выполнении работ в электрической сети.

Для расчётов и оформления работы были использованы текстовый редактор Microsoft Word 2016 для выполнения пояснительной записки, а также графический редактор AutoCAD для выполнения графической части.

Abstract

The graduation work is devoted to the development of a project for the electrical network of the Svetlinsky district of t Orenburg oblast.

All three parts describe the efficiency of the configuration for the electrical network of the Svetlinsky district.

The key issue of the graduation work is the efficiency of the electrical network in the event of failures and accidents at step-down substations, as well as non-compliance of the supplied electricity with quality standards and huge economic losses at all levels of the energy system and industrial sectors.

The aim of the work is to give some information about a project for the electrical network of the Svetlinsky district in orenburg oblast.

We give full coverage to the following issues: the choice of the configuration FOR the electrical network, the choice of the rated voltage of the electrical network, the choice of electrical connection diagrams of the electrical network, the calculation of the balance of active and reactive power in the electrical network, the choice of the type, power and installation location of compensating devices, the choice of power transformers of step-down electrical substations networks, the selection of the section for conductors of the electrical network, the selection of equipment at step-down substations of the electrical network for the Svetlinsky district in Orenburg oblast and the ensuring safety when performing work in the electrical network of the Svetlinsky district in Orenburg oblast.

In conclusion, the basis estimation and checks are represented. In the life safety section, the issues of ensuring electrical safety and environmental safety when performing work in the electrical network are considered.

The graduation work consists of an explanatory note on 61 pages, introduction, including 8 figures, 10 tables, the list of 24 references including 5 foreign scientific papers and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта проектирования	8
1.1 Общая характеристика района.....	8
1.2 Исходные данные на проектирование	9
2 Проектирование электрической сети района	12
2.1 Выбор конфигурации электрической сети района	12
2.2 Выбор номинального напряжения электрической сети.....	14
2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети	16
2.4 Выбор компенсирующих устройств сети.....	21
2.5 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций сети... 23	
2.6 Выбор сечения проводников электрической сети.....	25
2.7 Выбор главных схем электрических соединений электрической сети	29
2.8 Расчет режимов электрической сети.....	32
2.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах понизительных подстанций электрической сети	39
2.11 Выбор электрических аппаратов на понизительных подстанциях электрической сети	45
3 Обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети ..	47
3.1 Анализ производственных вредных и опасных факторов.....	47
3.2 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	48
3.3 Разработка мероприятий по охране окружающей среды	53
Заключение	57
Список используемых источников.....	59

Введение

В современном мире электрические сети являются важнейшим звеном, обеспечивающие распределение мощностей для питания потребителей регионов на высших напряжениях 35-330 кВ.

Для питания же крупных промышленных районов в современной энергетике могут использоваться классы напряжения 550-750 кВ.

Известно также, что основными элементами электрических сетей районов являются понизительные трансформаторные подстанции (ТП) и проводники электрических сетей. Первые трансформируют потреблённую электроэнергию и распределяют потребителям, вторые образуют связи между понизительными ТП, ТП и потребителями, а также между ТП и энергосистемой.

Поэтому понизительные подстанции систем электроснабжения районов, городов и населённых пунктов являются важнейшим звеном питания и распределения электроэнергии.

По этой причине к системам электроснабжения понизительных трансформаторных подстанций предъявляются повышенные требования, которые состоят в применении современных надёжных и экономичных схемных решений с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей городов и населённых пунктов, а также использование новейших разработок оборудования подстанций.

В случае сбоев и аварий на понизительных подстанциях, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности.

Выполнение этих условий является одним из основных задач современной энергетики Российской Федерации и отражены в законодательной базе на государственном уровне [1-4].

«Целью настоящей работы является проектирование электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4].

«Объектом исследования является электрическая сеть Светлинского района Оренбургской области» [4].

«Предметом исследования является система электроснабжения и электрооборудование понизительных подстанций электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4].

Исходя из цели работы, а также учитывая предмет и объект исследования, в работе проводится решение следующих основных поставленных задач:

– «общая характеристика проектируемого района, а также исходные данные на проектирование электрической сети района» [4];

– «непосредственное проектирование электрической сети, включающее: выбор конфигурации электрической сети, выбор номинального напряжения электрической сети, выбор схем электрических соединений электрической сети, расчёт баланса активной и реактивной мощности в электрической сети, выбор типа, мощности и места установки компенсирующих устройств, выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций электрической сети, выбор сечения проводников электрической сети» [4];

– «расчет токов КЗ на шинах понизительных подстанций спроектированной электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4];

– «выбор оборудования на понизительных подстанциях «электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4];

– «обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети Светлинского района Оренбургской области» [4].

В данной работе, исходя из основных поставленных задач, для выполнения поставленной цели, рассчитаны, обоснованы и внедрены

следующие основные конкретные мероприятия:

– на основе технико-экономических расчётов, осуществлён выбор конфигурации электрической сети Светлинского района, обоснованы оптимальные классы напряжения в районной сети;

– приняты и обоснованы марки и мощности силовых трансформаторов на понизительных подстанциях районной сети Светлинского района;

– на основе расчёта электрических нагрузок и токов короткого замыкания, выбраны сечения линий электропередач в районной сети и типономиналы электрических аппаратов на понизительных подстанциях;

– обоснованы схемы для распределительных подстанций районной сети Светлинского района;

– рассчитаны параметры спроектированной сети в различных режимах работы;

– в разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы по обеспечению электробезопасности и экологической безопасности при выполнении работ в электрической сети.

Обоснование данных мероприятий в работе подтверждено на основании проведения расчётов и проверок.

1 Характеристика объекта проектирования

1.1 Общая характеристика района

Светлинский район Оренбургской области является «административно-территориальной единицей и муниципальным образованием (муниципальный район) в Оренбургской области России» [1].

Административным центром Светлинского района является посёлок Светлый.

Известно, что энергетическая система проектируемого района Оренбургской области граничит с другими «энергосистемами субъектов Российской Федерации: Самарской области, Республики Татарстан, Республики Башкортостан, Челябинской области и энергосистемой сопредельного государства – Республики Казахстан» [8].

«Оренбургская энергосистема входит в состав Объединённой энергосистемы Урала» [8].

«Происходит также развитие альтернативной электроэнергетики. В мае 2015 года состоялось открытие солнечной электростанции (СЭС) мощностью 5 МВт в посёлке Переволоцкий Оренбургской области» [8].

«Она является первой солнечной электростанцией, построенной в европейской части России и, соответственно, первой СЭС в первой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и мощности» [8].

В Светлинском районе есть довольно крупные и мощные потребители электроэнергии, в частности:

- промышленные предприятия лёгкой и тяжёлой промышленности, требующие значительных нагрузок;
- предприятия и субъекты сельскохозяйственного комплекса, а также аграрные подразделения;
- бюджетные организации и учреждения;

– предприятия коммунальной сферы, на балансе которых находятся мощные насосные и компрессорные станции и подстанции, а также энергоёмкая база для ремонта и обслуживания оборудования;

– бытовые потребители, каждый из которых представляет собой небольшую нагрузку, однако их совокупная нагрузка довольно значительна в пределах района.

Все данные потребители при проектировании необходимо распределить по узлам и провести их анализ с целью систематизации и дальнейшего проектирования районной сети.

1.2 Исходные данные на проектирование

Согласно исходным данным на выполнение работы, а также с учётом питающих узловых подстанций региона, электроснабжение Светлинского района Оренбургской области предварительно планируется осуществить от источника питания бесконечной мощности с двумя независимыми источниками питания на напряжении 110 кВ.

Для данной цели предварительно принята районная подстанция «Каргалинская» напряжением 220/110/10 кВ.

Питание потребителей Светлинского района Оренбургской области, исходя из требуемых мощностей и нагрузок, планируется осуществить от «шести подстанций районной электрической сети, характеристики которых приведены в таблице 1» [6].

Такое распределение характеризуется и обуславливается совокупным характером нагрузок разного типа в данных узлах.

При этом характер потребителей, питающихся от районной электрической сети, в данном случае не учитывается [8].

Исходное расположение подстанций (ПС) проектируемой районной электрической сети показано на рисунке 1.

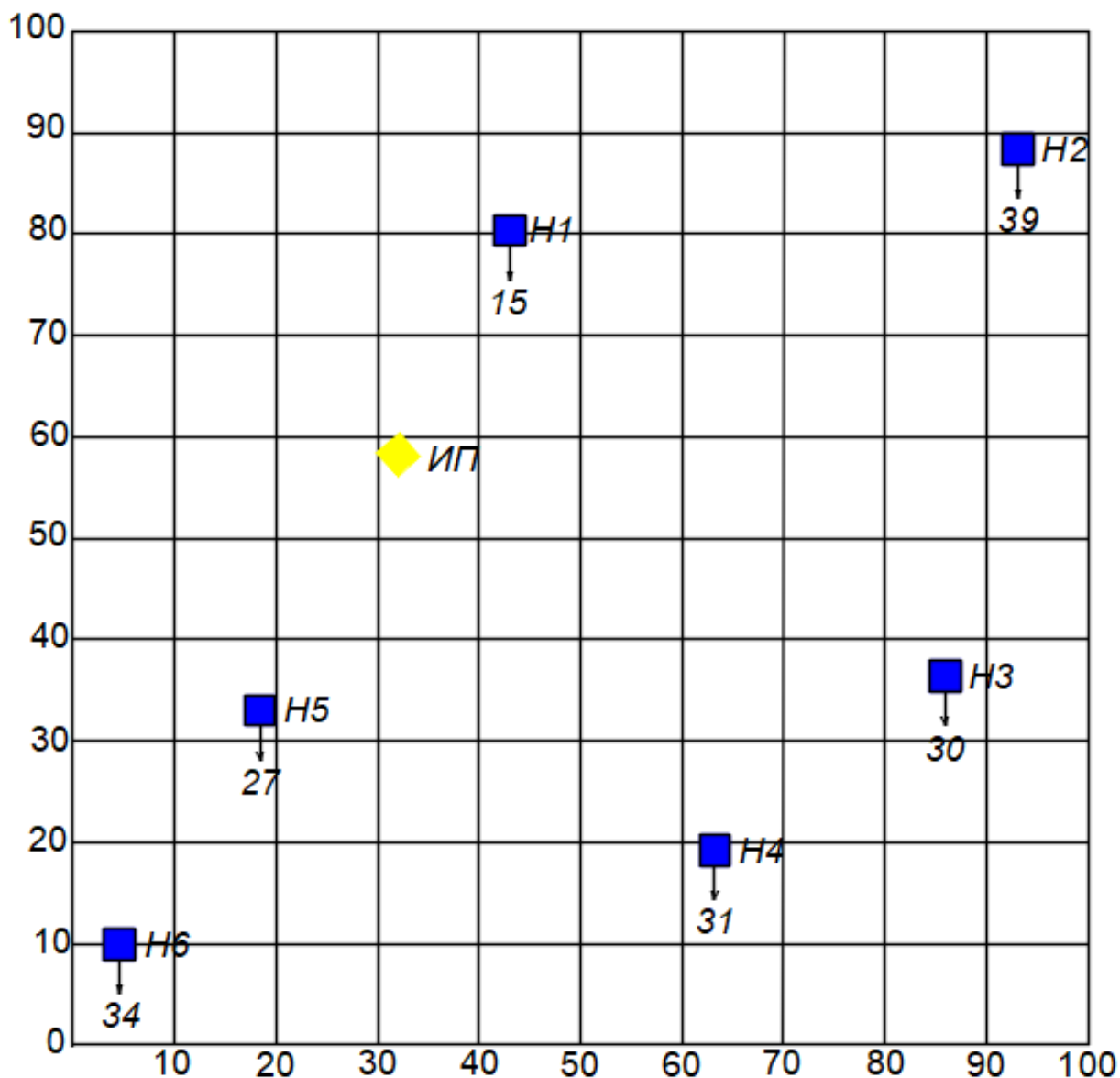


Рисунок 1 – «Исходное расположение подстанций проектируемой районной электрической сети Светлинского района Оренбургской области в масштабе: 1 клетка = 5 км»

«В работе на стадии проектирования принимается источник питания (ИП) бесконечной мощности с двумя независимыми вводами, в свою очередь питающихся от разных источников энергосистемы» [6].

«Такое допущение не противоречит основным требованиям» [1-4].

«Действительная требуемая мощность ИП определяется на основании соответствующих технических расчётов в процессе выполнения этапов данной работы» [1-4].

Данные районной электрической сети (далее – РЭС) Светлинского района в работе представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные РЭС Светлинского района

Параметр	Н1	Н2	Н3	Н4	Н5	Н6	ИП
X , км	43	93	86	63	18	5	32
Y , км	80	88	37	19	33	10	58
$P_{ПС}$, МВт	15	39	30	31	27	34	∞
$\cos \varphi$	0,88	0,83	0,8	0,86	0,89	0,81	0,92
Категория надёжности	I, II						

Выводы по разделу 1.

В первом разделе работы проведён исходный анализ данных проектируемой РЭС Светлинского района.

Определены основные показатели и характеристики исходных данных на выполнение работы.

Поставлены задачи на проектирование с реализацией их в виде последовательного алгоритма действий.

Учитывая приведённые результаты анализа, далее в работе проводится решение и обоснование поставленных задач по непосредственному проектированию РЭС Светлинского района.

2 Проектирование электрической сети района

2.1 Выбор конфигурации электрической сети района

Выбор конфигурации электрической сети района является одним из основных первоначальных этапов проектирования сети.

На данном этапе, исходя из исходных данных и требований [1-5], необходимо составить до десяти приемлимых и оптимальных вариантов «конфигурации проектируемой сети» [6].

«При выборе количества линий можно исходить из следующего условия согласно» [1]:

– «электроснабжение потребителей I категории надёжности должно осуществляться не менее чем по двум отдельным линиям» [1];

– «электроснабжение потребителей II категории надёжности относительно небольшой мощности возможно по двухцепной линии, а III категории надёжности – по одной линии» [1].

«Для электроснабжения потребителей I и II категорий необходимы два взаимно резервируемых источника питания» [1].

«Поэтому намечаются схемы с резервированными электрическими сетями» [6].

«Суммарная длина линий варианта конфигурации» [12]

$$L_{ij} = \sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2}. \quad (1)$$

«В работе для электроснабжения районов Оренбургской области поправочный коэффициент удлинения принимается равным $K_y = 1,06$ » [12].

«Результаты расчётов суммарных длин линий для разработанных вариантов конфигурации электрической сети проектируемого района приведены в таблице 2.

Таблица 2 – «Результаты расчётов длин линий разработанных вариантов конфигурации электрической сети»

Вариант сети	l_1 , км	l_2 , км	l_{Σ} , км	$l_{\Sigma} \cdot K_y$, км
1	-	232,5	232,5	246,5
2	-	240,0	240,0	254,4
3	-	217,5	217,5	230,6
4	210,0	-	210,0	222,6
5	175,0	-	175,0	185,5
6	130,0	45,0	175,0	185,5
7	140,0	45,0	185,0	196,1
8	125,0	50,0	175,0	185,5
9	85,0	120,0	205,0	217,3
10	210,0	-	210,0	222,6

В работе данные варианты представлены на рисунке 2.

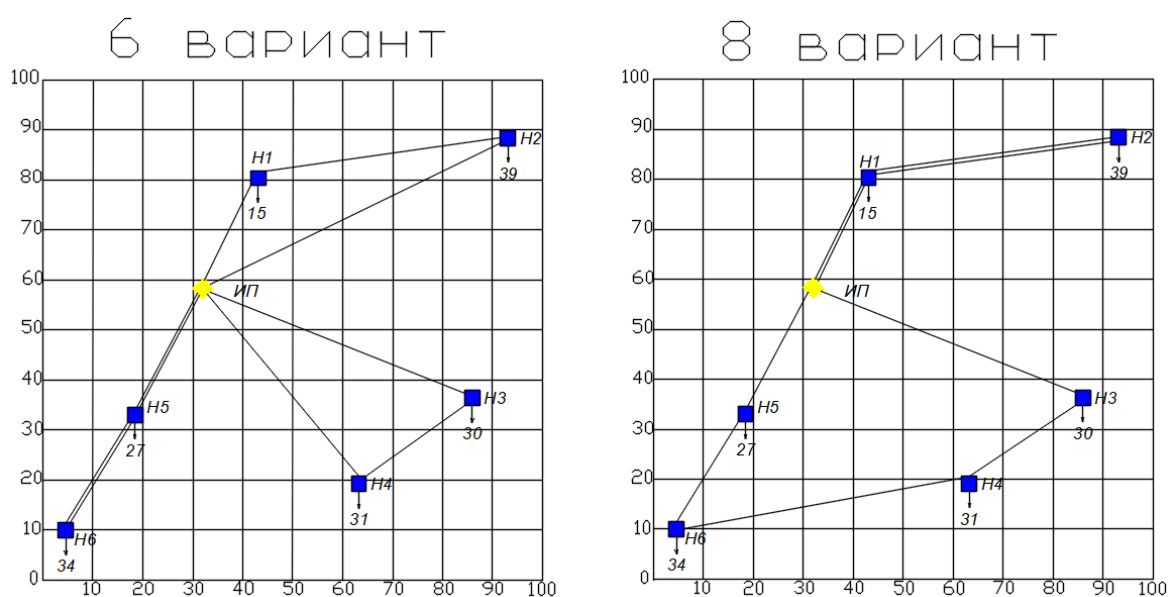


Рисунок 2 – Варианты конфигурации РЭС Светлинского района

Исходя из полученных данных и рассчитанных результатов, которые получены в результате расчёта вариантов сети, в качестве основы для дальнейших исследований в работе приняты шестой и восьмой варианты сети.

2.2 Выбор номинального напряжения электрической сети

В работе принятие номинального напряжения проектируемой сети включает в себя расчётное значение напряжения, которое может быть рационально применено для каждого участка проектируемой сети, а также для всей сети в целом.

Как правило, для всей сети выбирается одно значение высшего и низшего напряжений, которые входят в шкалу номинальных значений.

«Для предварительного выбора номинального напряжения сети необходимо учитывать значение передаваемой мощностью и длины линий, непосредственно участвующие в процессе передачи электроэнергии потребителям» [6].

«Номинальное напряжение U_n участков определяется по эмпирической формуле Г.А. Илларионова» [12]

$$U_n = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \text{кВ}, \quad (2)$$

где L – «длина линии, км» [12];

P - «передаваемая мощность в сети, МВт» [12].

По условию (2) для ИП-1 6 вариант сети РЭС согласно (1)

$$U_{нА-1} = \frac{1000}{\sqrt{500/10 + 2500/54}} = 101,9 \text{кВ}.$$

«Полученный результат округляется до ближайшего номинального напряжения, т.е. $U_n = 110 \text{кВ}$ » [16].

«Результаты выбора напряжения по каждому участку сети сводятся в таблицу 3 (6 вариант РЭС) и таблица 4 (8 вариант РЭС).

Таблица 3 – «Результаты выбора номинального напряжения» (6 вариант РЭС)

Участок сети	Длина линии L, км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение по формуле Илларионова, кВ
ИП-1	10	15	110
ИП-2	10	39	110
ИП-5	15	27	110
ИП-6	30	34	110
ИП-3	15	30	110
ИП-4	25	31	110
1-2	22,5	39	110
5-6	15	34	110
3-4	10	31	110

Аналогично проведён расчёт и для 8 варианта РЭС (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты выбора номинального напряжения (восьмой вариант конфигурации сети)

Участок сети	Длина линии L, км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение по формуле Илларионова, кВ
ИП-1	10	54	110
ИП-5	15	121	110
1-2	22,5	39	110
ИП-3	20	30	110
5-6	15	65	110
6-4	35	61	110
3-4	10	61	110

Исходя из приведённых и полученных результатов и данных, для двух отработанных и принятых вариантов РЭС Светлинского района в работе принимается напряжение 110 кВ.

Так как нормами [12] на стадии проектирования рекомендовано принять один класс напряжения на всех участках РЭС, в работе принимается напряжение питания РЭС Светлинского района на всех участках и во всех узлах, равное 110 кВ. Вторичное напряжение подстанций РЭС принято 10 кВ согласно рекомендациям [12].

2.3 Баланс активной и реактивной мощности в электрической сети

«Для расчёта баланса активной и реактивной мощности в электрической сети рассчитываются значения реактивной и полной мощностей для каждой ПС сети» [15]:

$$Q_{ПС} = P_{ПС} \operatorname{tg} \varphi, \text{ Мвар}; \quad (3)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \text{ МВА}. \quad (4)$$

где $P_{ПС}$, $Q_{ПС}$ – «активная и реактивная мощности сети» [15].

«На примере ПС-1 шестого варианта электрической сети» [15]:

$$Q_{ПС-1} = 15 \cdot 0,54 = 8,1 \text{ Мвар}.$$

$$S_{ПС-1} = \sqrt{15^2 + 8,1^2} = 17,1 \text{ МВА}.$$

Расчёт нагрузок для подстанций проектируемой РЭС Светлинского района представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт нагрузок для подстанций проектируемой РЭС Светлинского района

Данные/ результат	ПС-1	ПС-2	ПС-3	ПС-4	ПС-5	ПС-6
$P_{ПС}$, МВт	15,0	39,0	30,0	31,0	27,0	34,0
$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	0,88/0,54	0,83/0,67	0,8/0,75	0,86/0,59	0,89/0,51	0,81/0,72
$Q_{ПС}$, Мвар	8,1	26,1	22,5	18,3	13,8	24,5
$S_{ПС}$, МВт	17,1	46,9	37,5	36,0	30,3	41,9

Полученные результаты расчёта нагрузок для подстанций проектируемой РЭС Светлинского района нанесены на графический лист 3.

При этом для наглядности и упрощения расчётов, рекомендовано для данной цели использовать схемы замещения, которые составляются, исходя из исходной схемы вариантов конфигураций электрических сетей по известному принципу согласно [12].

В качестве исходных схем предполагается исследований двух вариантов РЭС (варианты 6 и 8).

«Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети Светлинского района Оренбургской области (шестой вариант конфигурации сети) приведена на рисунке 3» [14].

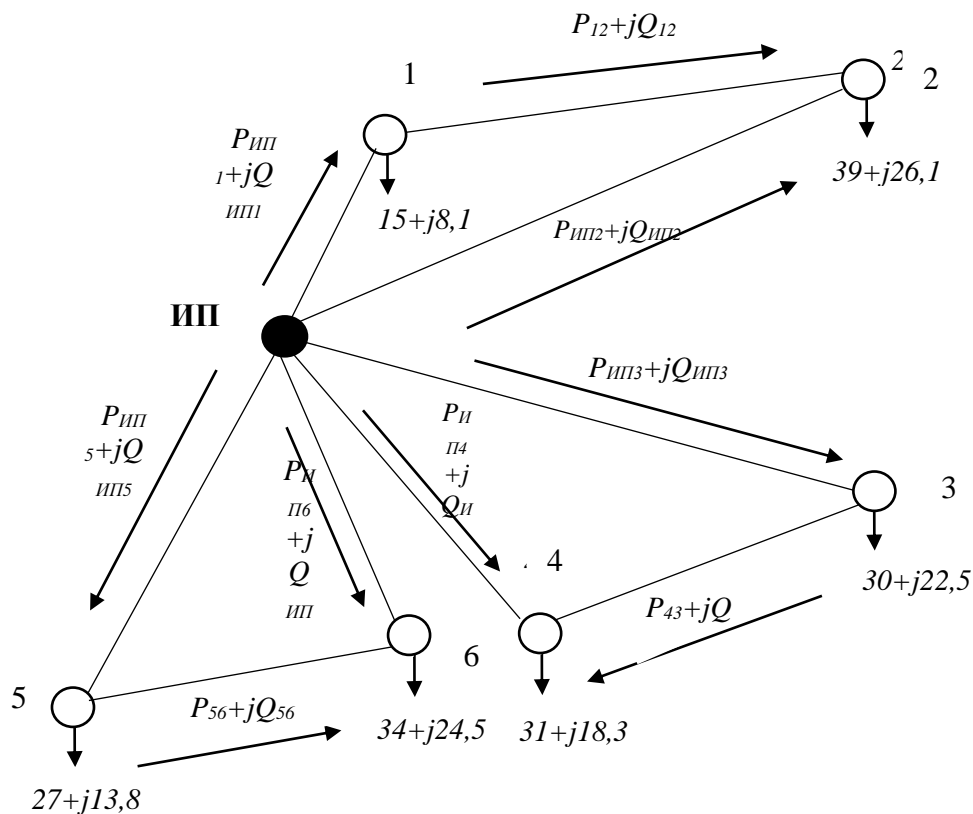


Рисунок 3 – Схема проектируемой РЭС (6-й вариант сети)

Для данной схемы сети РЭС, исходя из её конфигурации и полученных значений нагрузок в узлах и ветвях данной конфигурации, проводится расчёт потокораспределения по известным формулам [10]

$$P_{III1} + jQ_{III1} = \frac{(P_1 + jQ_1(l_{12} + l_{A2})) + (P_2 + jQ_2(l_{III2}))}{l_{12} + l_{III2}};$$

$$P_{III1} + jQ_{III1} = \frac{(15 + j8,1(22,5 + 10)) + (39 + j26,1(10))}{22,5 + 10} = 27 + j16,1;$$

$$P_{III2} + jQ_{III2} = \frac{(P_2 + jQ_2(l_{12} + l_{A1})) + (P_1 + jQ_1(l_{III1}))}{l_{12} + l_{III1}};$$

$$P_{III2} + jQ_{III2} = \frac{(39 + j26,1(22,5 + 10)) + (15 + j8,1(10))}{22,5 + 10} = 43,6 + j28,6;$$

$$P_{12} + jQ_{12} = (P_{III1} + jQ_{III1} + P_{III2} + jQ_{III2}) - (P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2);$$

$$P_{12} + jQ_{12} = (27 + j16,1 + 43,6 + j28,6) - (15 + j8,1 + 39 + j26,1) = \\ = 16,6 + j10,5;$$

$$P_{III3} + jQ_{III3} = \frac{(P_3 + jQ_3(l_{34} + l_{III4})) + (P_4 + jQ_4(l_{III4}))}{l_{34} + l_{III4}};$$

$$P_{III3} + jQ_{III3} = \frac{(30 + j22,5(10 + 25)) + (31 + j18,3(25))}{10 + 25} = \\ = \frac{1825 + j1245}{35} = 52,1 + j35,6;$$

$$P_{III4} + jQ_{III4} = \frac{(P_4 + jQ_4(l_{34} + l_{III3})) + (P_3 + jQ_3(l_{III3}))}{l_{34} + l_{III3}};$$

$$P_{III4} + jQ_{III4} = \frac{(31 + j18,3(10 + 15)) + (30 + j22,5(15))}{10 + 15} = \\ = \frac{1225 + j795}{25} = 49 + j31,8;$$

$$P_{34} + jQ_{34} = (P_{III3} + jQ_{III3} + P_{III4} + jQ_{III4}) - (P_3 + jQ_3 + P_4 + jQ_4);$$

$$P_{34} + jQ_{34} = (52,1 + j35,6 + 49 + j31,8) - (31 + j18,3 + 30 + j22,5) = \\ = 40,1 + j26,6;$$

$$P_{III5} + jQ_{III5} = \frac{(P_5 + jQ_5(l_{56} + l_{III6})) + (P_6 + jQ_6(l_{III6}))}{l_{56} + l_{III6}};$$

$$P_{III5} + jQ_{III5} = \frac{(27 + j13,8(15 + 30)) + (34 + j24,5(30))}{15 + 30} =$$

$$= \frac{2235 + j1356}{45} = 49,7 + j30,1;$$

$$P_{ИП6} + jQ_{ИП6} = \frac{(P_6 + jQ_6(l_{56} + l_{ИП5})) + (P_5 + jQ_5(l_{ИП5}))}{l_{56} + l_{ИП5}};$$

$$P_{ИП6} + jQ_{ИП6} = \frac{(34 + j24,5(15 + 15)) + (27 + j13,8(15))}{15 + 15} =$$

$$= \frac{1425 + j942}{30} = 47,5 + j31,4;$$

$$P_{56} + jQ_{56} = (P_{ИП5} + jQ_{ИП5} + P_{ИП6} + jQ_{ИП6}) - (P_5 + jQ_5 + P_6 + jQ_6);$$

$$P_{56} + jQ_{56} = (49,7 + j30,1 + 47,5 + j31,4) - (27 + j13,8 + 34 + j24,5) =$$

$$= 36,2 + j23,2.$$

«Расчётная схема для определения перетоков мощности в электрической сети (8 вариант РЭС) приведена на рисунке 4» [14].

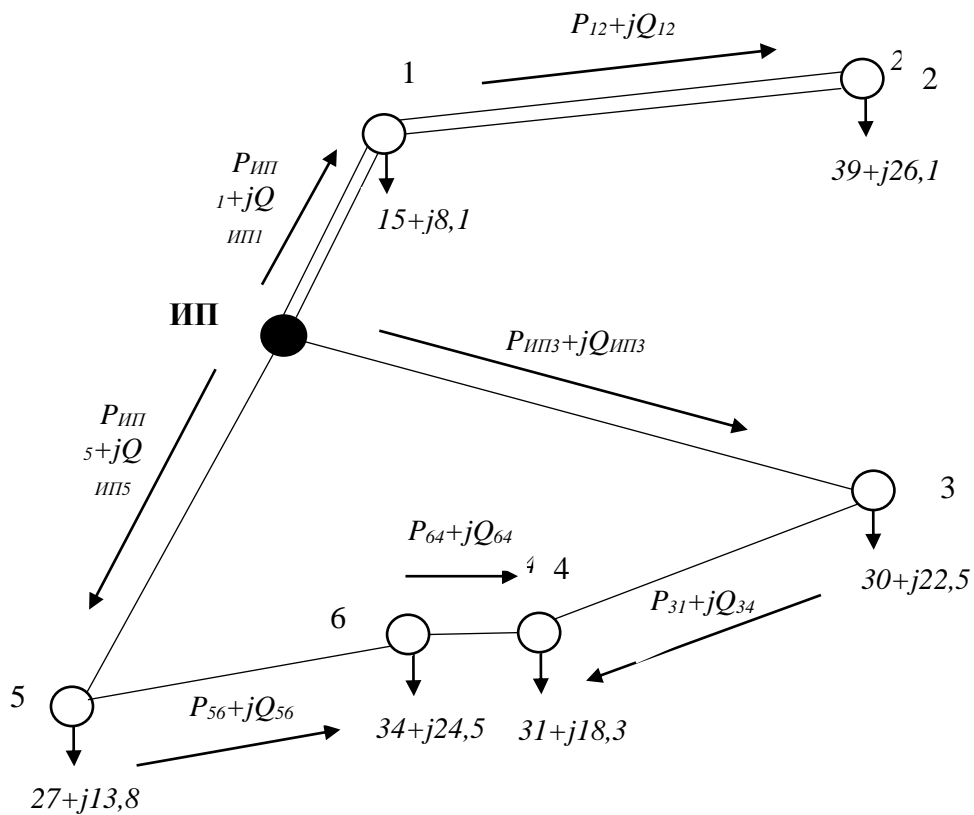


Рисунок 4 – Схема проектируемой РЭС (8-й вариант сети)

Для данной схемы сети РЭС, исходя из её конфигурации и полученных значений нагрузок в узлах и ветвях данной конфигурации, проводится расчёт потокораспределения по известным формулам [10]

$$P_{12} + jQ_{12} = P_2 + jQ_2 = 39 + j26,1;$$

$$P_{III1} + jQ_{III1} = (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) = 15 + j8,1 + 39 + j26,1 = 54 + j34,2;$$

$$P_{III3} + jQ_{III3} = \frac{(P_3 + jQ_3(l_{34} + l_{46} + l_{56})) + (P_4 + jQ_4(l_{46} + l_{56})) + (P_6 + jQ_6(l_{56}))}{l_{34} + l_{46} + l_{56} + l_{35}};$$

$$\begin{aligned} P_{III3} + jQ_{III3} &= \frac{(30 + j22,5(10 + 35 + 15)) + (31 + j18,3(35 + 15)) + (34 + j24,5(15))}{15 + 20 + 10 + 35} = \\ &= \frac{(30 + j22,5(60)) + (31 + j18,3(50)) + (34 + j24,5(15))}{80} = \\ &= \frac{1800 + j1350 + 1550 + j915 + 510 + j367,5}{80} = \frac{3860 + j2632,5}{80} = 48,3 + j32,9; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{56} + jQ_{56} &= \frac{(34 + j24,5(10 + 35 + 20)) + (31 + j18,3(10 + 20)) + (30 + j22,5(20))}{10 + 35 + 20 + 15} = \\ &= \frac{(34 + j24,5(65)) + (31 + j18,3(30)) + (30 + j22,5(20))}{10 + 35 + 20 + 15} = \\ &= \frac{2210 + j1592,5 + 930 + j549 + 600 + j450}{80} = \frac{3740 + j2591,5}{80} = 46,8 + j32,4; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{34} + jQ_{34} &= P_{III3} + jQ_{III3} - P_3 + jQ_3 = (48,3 + j32,9) - (30 + j22,5) = \\ &= 18,3 + j10,4; \end{aligned}$$

$$P_{64} + jQ_{64} = P_{56} + jQ_{56} - P_6 + jQ_6 = (46,8 + j32,4) - (34 + j24,5) = 12,8 + j7,9;$$

$$\begin{aligned} P_{III5} + jQ_{III5} &= P_{56} + jQ_{56} + P_{53} + jQ_{53} + P_5 + jQ_5 = \\ &= 48,3 + j32,9 + 46,8 + j32,4 + 27 + j13,8 = 122,1 + j79,1. \end{aligned}$$

В результате расчётов, получены перетоки мощностей в сетях для выбранных конфигураций, показывающие, как именно распределяются мощности в зависимости от типа схемы электрической сети.

Данные результаты в узлах и ветвях схем принимаются за основу и используются в работе далее.

Два выбранных варианта сравниваются далее.

2.4 Выбор компенсирующих устройств сети

«Компенсация реактивной мощности» в проектируемой электрической сети является необходимым условием для стабильной и надёжной работы системы в нормальном и послеаварийном режимах.

Как правило, компенсация реактивной мощности осуществляется на низкой стороне понизительных трансформаторных подстанций энергосистемы.

«Необходимая величина компенсируемой реактивной мощности» [5]:

$$Q_k = P_{ПС} (tg\varphi_{ПС} - tg\varphi_{жс}), \text{ МВА}, \quad (5)$$

где $P_{ПС}$ – «активная мощность нагрузки подстанции, МВт» [5];

$tg\varphi_{ПС}$ - «естественный коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции» [5];

$tg\varphi_{жс}$ - «желаемый коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции» [5].

Проводится расчёт компенсации реактивной мощности для ПС-1 проектируемой РЭС Светлинского района по условию (5)

$$Q_k = 15(0,54 - 0,408) = 1,98 \text{ МВар}.$$

Исходя из полученных результатов расчёта компенсации реактивной мощности для ПС-1 проектируемой РЭС Светлинского района, на данной ПС сети принимается к установке две конденсаторные установки напряжением 10 кВ марки УКРЛ56-10,5-900-450 [3].

Таким образом, на ПС-1 проектируемой РЭС Светлинского района необходимая компенсация реактивной мощности будет обеспечена в полном объёме (без дополнительных перетоков с соседних подстанций).

«Аналогично с использованием формулы (5) выбирается мощность и типы КУ других подстанций проектируемой электрической сети района, результаты выбора сводятся в таблицу 6» [5].

Таблица 6 – Выбор КУ напряжением 10 кВ в проектируемой РЭС Светлинского района

Подстанция	$P_{ПС}$, МВт	$tg\phi_{ПС}$	$Q_{К1}$, МВАр	$Q_{К\Sigma}$, МВАр	Количество и тип КУ
1	15	0,54	2,0	1,8	2×УКРЛ56-10,5-900-450
2	39	0,67	10,2	9,9	2×УКРЛ56-10,5-4950-450
3	30	0,75	10,3	9,9	2×УКРЛ56-10,5-4950-450
4	31	0,59	5,6	5,4	2×УКРЛ56-10,5-2700-450
5	27	0,51	2,8	2,7	2×УКРЛ56-10,5-1350-450
6	34	0,72	10,6	9,9	2×УКРЛ56-10,5-4950-450

После выбора количества и мощности КУ напряжением 10 кВ в проектируемой РЭС Светлинского района, необходимо пересчитать нагрузки всех подстанций, потому что перетоки реактивной мощности в узлах после их компенсации будут значительно снижены.

«Реактивная нагрузка подстанции после установки КУ» [5]

$$Q_{ПС'} = Q_{ПС} + Q_{КУ}. \quad (6)$$

«Полная нагрузка подстанции спроектированной системы после установки КУ S, МВА» [5]

$$S'_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q'_{ПС}^2}. \quad (7)$$

Полученные результаты расчёта нагрузок ПС РЭС после компенсации

реактивной мощности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Полученные результаты расчёта нагрузок ПС РЭС после компенсации реактивной мощности

ПС	$P_{ПС}$, МВт	$Q_{ПС}$, Мвар	Q_{KV} , Мвар	$Q_{ПС}'$, Мвар	$S'_{ПС}$, МВА
1	15	8,1	1,8	9,9	18,0
2	39	26,1	9,9	36,0	53,1
3	30	22,5	9,9	32,4	44,2
4	31	18,3	5,4	23,7	39,0
5	27	13,8	2,7	16,5	31,6
6	34	24,5	9,9	34,4	48,4

2.5 Выбор силовых трансформаторов понизительных подстанций сети

Одним из основных задач по проектированию РЭС Светлинского района является выбор и проверка типа, количества и мощности силовых трансформаторов на ПС.

Данная задача решается в работе далее.

Номинальная мощность трансформаторов на понизительных подстанциях РЭС Светлинского района [7] выбирается с учётом полной нагрузки

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}. \quad (8)$$

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов на понизительных подстанциях РЭС Светлинского района в нормальном режиме [7]

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (9)$$

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов на понизительных подстанциях РЭС Светлинского района в послеаварийном режиме [7]

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (10)$$

Мощность выбранных трансформаторов на понизительной подстанции ПС1 РЭС Светлинского района с учётом нагрузки

$$S_{ном.т} \geq \frac{18}{1,4} = 12,9 \text{ МВА.}$$

«Выбирается для установки на понизительной ПС-1 районной сети трансформатор ТДН-16000/110-У1» [3].

Проверка по условию (9)

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot 18}{16} = 0,56.$$

Проверка по условию (10)

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{18}{16} = 1,13.$$

«Выбор и проверки остальных трансформаторов сети проведены аналогично и результаты выбора сведены в таблицу 8» [7].

На всех понизительных подстанциях принимается количество

выбранных трансформаторов две единицы, что обусловлено категорией надёжности потребителей РЭС Светлинского района с учётом нагрузки узлов и ветвей.

Таблица 8 – «Результаты выбора и проверки силовых трансформаторов на понижающих трансформаторных подстанциях РЭС»

ПС	$S_{ТП}$, МВА	п, шт	$S_{ном.т}$, МВА	Трансформатор	K_3^{HOP}	K_3^{AB}
1	18,0	2	16,0	ТДН-16000/110-У1	0,56	1,13
2	53,1	2	40,0	ТДН-40000/110-У1	0,66	1,33
3	44,2	2	32,0	ТДН-32000/110-У1	0,69	1,38
4	39,0	2	32,0	ТДН-32000/110-У1	0,61	1,22
5	31,6	2	25,0	ТДН-25000/110-У1	0,63	1,26
6	48,4	2	40,0	ТДН-40000/110-У1	0,61	1,21

Полученные результаты выбора приведены в графической части работы. Все они соответствуют требуемым исходным расчётным нагрузкам сети.

2.6 Выбор сечения проводников электрической сети

В работе питание спроектированной электрической сети РЭС Светлинского района осуществляется воздушными линиями электропередачи с применением классического провода марки АС стандартных сечений согласно [17].

При непосредственном выборе сечений проводников спроектированной электрической сети РЭС Светлинского района за основу принимаются токи ветвей схемы, которые определяются по известному выражению:

$$I_{\max.\text{вет.}} = \frac{S_{\max.\text{вет.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3, A, \quad (11)$$

где n – «количество цепей» [17].

Максимальное значение тока в ветвях с учётом резервирования в схеме РЭС определяется так:

$$I_{p.\max} = 1,4I_p. \quad (12)$$

«Проверка выбранного сечения линии в послеаварийном режиме работы системы» [1]:

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\max.\text{вет}}, A. \quad (13)$$

где $I_{\text{дон}}$ – «предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии» [4];

$I_{\max.\text{вет}}$ – «максимальный расчётный ток ветви» [17].

«Выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ осуществляется непосредственно по экономической плотности тока таким образом» [17]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (14)$$

где j_3 – «значение экономической плотности тока» [17], А/мм².

«Выбор сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/10 кВ участка ИП-1 шестого варианта конфигурации сети по приведенным выше условиям выбора и проверки» [17] по (11) – (14)

$$S_{\max.\text{вет.}} = \sqrt{P_{\max.\text{вет.}}^2 + Q_{\max.\text{вет.}}^2} = \sqrt{27^2 + 16,1^2} = 31,4 \text{ МВА.}$$

$$I_{\max.\text{вет.}} = \frac{31,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 82,4 \text{ А.}$$

$$F_{\text{э,р}} = \frac{82,4}{1,1} = 74,9 \text{ мм}^2.$$

На основании расчётных данных и полученных результатов, для данных условий принят «провод ВЛ-110 кВ марки АС-70/11 со стандартным сечением $F_{\text{ст}} = 70/11 \text{ мм}^2$ » [1].

Условие проверки (13) для данного сечения проводника на питающей линии соблюдено

$$265 \text{ А} \geq 82,4 \text{ А.}$$

Условие проверки (14) для данного сечения проводника на питающей линии соблюдено

$$70 \text{ мм}^2 = 70 \text{ мм}^2.$$

Аналогично выбираются сечения проводов ВЛЭП для питания других участков спроектированной районной РЭС.

Выбор и проверка при этом осуществляются согласно приведённых выше условий (11) – (14).

На всех участках сети районной РЭС в работе выбирается провод марки АС.

Результаты выбора и проверки сечения проводов ВЛЭП для питания других участков спроектированной районной РЭС «6-го варианта конфигурации сети приведены в таблице 9, для 8-го варианта – в таблице 10» [14].

Таблица 9 – Выбор сечений линий 110 кВ 6-го варианта РЭС

Ветвь	Сечение провода, мм ² (условие выбора и проверки)		Окончательное сечение провода АС	<i>I_{доп.}</i> А
	(2.13)	(2.14)		
ИП-1	70	70	70	265
ИП-2	120	70	120	375
ИП-5	150	70	150	450
ИП-6	150	70	150	450
ИП-3	150	70	150	450
ИП-4	150	70	150	450
1-2	50	70	50	265
5-6	95	70	95	375
3-4	120	70	120	375

Таблица 10 – Выбор сечений линий 110 кВ 8-го варианта РЭС

Ветвь	Сечение провода, мм ² (условие выбора и проверки)		Окончательное сечение провода АС	<i>I_{доп.}</i> А
	(2.13)	(2.14)		
ИП-1	400	70	400	825
1-2	300	70	300	690
ИП-5	700	70	700	1180
ИП-3	400	70	400	825
5-6	400	70	400	825
6-4	95	70	95	330
4-3	120	70	120	375

По результатам выбора проводов для питающих воздушных линий электропередачи можно сделать вывод, что в шестом варианте конфигурации электрической районной сети сечения проводов ВЛЭП будут меньше, следовательно, перетоки мощностей и потери электроэнергии также будут меньше. Этот аспект необходимо учесть далее.

2.7 Выбор главных схем электрических соединений электрической сети

Рассматривая структуру полученной в работе РЭС Светлинского района, в ней можно выделить два типа понизительных подстанций, а именно: тупиковые и проходные.

Тупиковые подстанции (рисунок 5, а) являются конечными (концевыми) подстанциями сети, через них не проходит транзит мощностей, поэтому и к их схемам предъявляются соответствующие требования.

Однако с учётом того, что надёжность является основным критерием при выборе схем электрических соединений, в работе для питания тупиковых подстанций на стороне 110 кВ принимается схема с резервированием ремонтной перемычкой с разъединителями, но без перемычки с выключателями.

Такая схема соответствует типу подстанции для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности в любом режиме.

В отличие от тупиковых, проходные подстанции (рисунок 5, б) являются узлами, через которые в РЭС осуществляется транзит мощности.

Поэтому в их схемах соединений дополнительно обязательно следует включить ремонтную перемычку с выключателем и разъединителями, которые обеспечивают транзит мощностей помимо ремонтной перемычки в схеме подстанций и РЭС в целом.

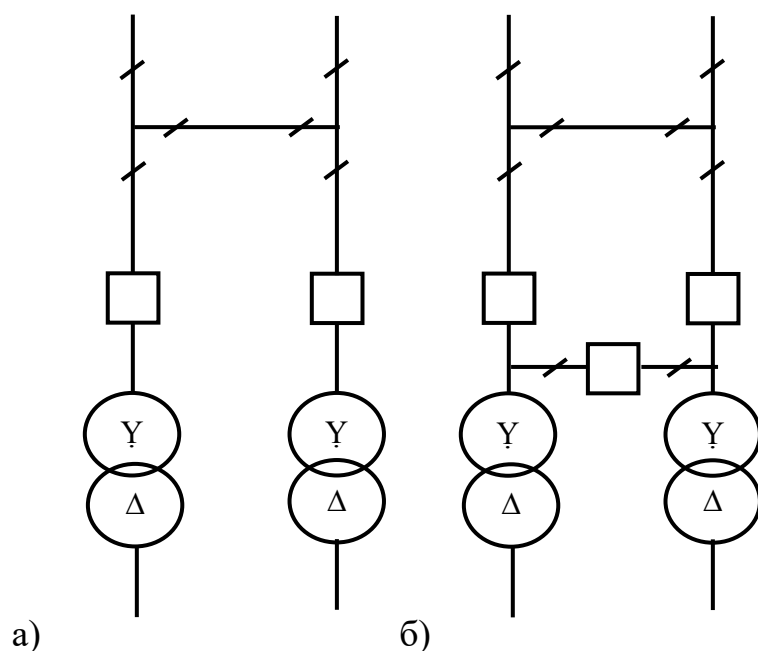


Рисунок 5 – «Схемы электрических соединений на стороне 110 кВ:
а – для тупиковых подстанций; б – для проходных подстанций»

Вторичным номинальным напряжением (напряжением НН) для всей спроектированной сети РЭС Светлинского района является напряжение 10 кВ, которое значительно целесообразнее напряжения 6 кВ по техническим характеристикам, экономическим параметрам.

Кроме того, на напряжении 10 кВ (рисунок б) гораздо проще и стабильнее регулируется напряжение на ответвлениях силовых трансформаторов всей РЭС.

Такая схема обеспечивает резервирование потребителей на стороне 10 кВ, а также для питания потребительских подстанций 10/0,4 кВ (в работе не рассматриваются).

Кроме того, такая схема рекомендована [2].

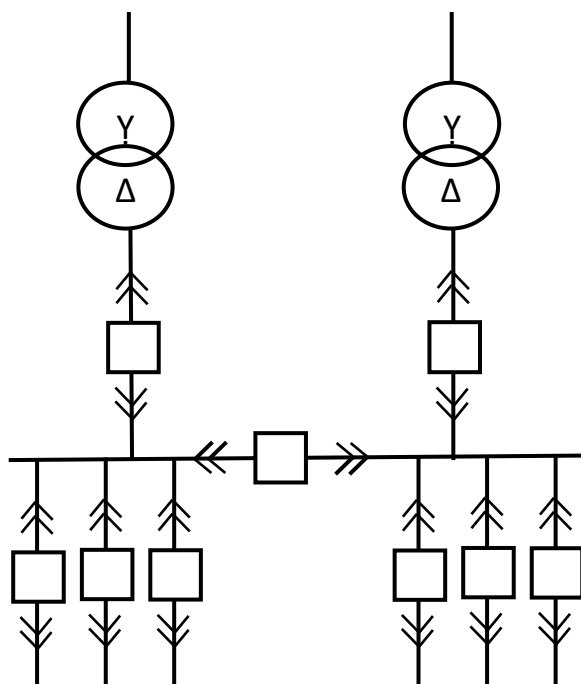


Рисунок 6 – Выбор схем электрических соединений на стороне 10 кВ

Помимо выбора схем электрических соединений РЭС Светлинского района, особое внимание также следует уделить компоновке подстанций сети.

В работе на напряжение 110 кВ для подстанций спроектированной РЭС Светлинского района, применяется открытое распределительное устройство (ОРУ), когда все или основное оборудование распределительного устройства (РУ) располагается на открытом воздухе без применения помещений, камер, ячеек и т.д. Это – классический вариант, который применяется в большинстве ОРУ энергетики РФ [8].

«На номинальное напряжение 10 кВ применяются комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН), так как они дешевле и практичнее КРУ закрытого типа и подходят для исходных данных нашего задания» [6]. «Кроме того, ячейки КРУН подходят для установки на проектируемой ПС-110/10 кВ по климатическим условиям (согласно исходных данных на задание – заданной температуры)» [6].

Конструктивные решения по подстанциям РЭС представлены в графической части работы.

2.8 Расчет режимов электрической сети

«Составляется схема замещения сети, приведённая в графической части работы на листе №3» [19].

«Схема замещения линии 110 кВ приведена на рисунке 7» [19].

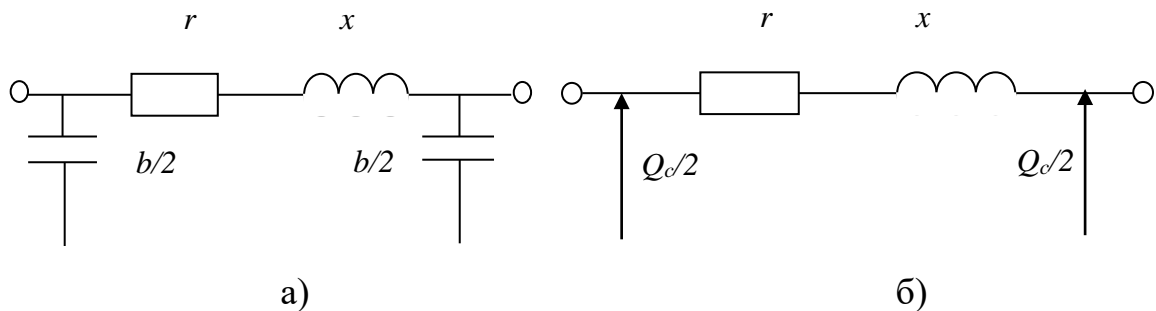


Рисунок 7 – «Схема замещения линии 110 кВ»

«Активное сопротивление и диаметр провода марки АС-70/11: $r_0 = 0,46$ Ом/км; $d_{np} = 11$ мм» [4].

«Среднегеометрическое расстояние между проводами» [4]

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}}, \text{ мм.}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} D_{мф} = \sqrt[3]{2} \cdot 4000 = 5040 \text{ мм.}$$

$$\lg \frac{D_{cp}}{d_{np}/2} = \lg \frac{5040}{11/2} = 2,67 \text{ Ом / км.}$$

«Погонные значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости» [4]

$$x_0 = 0,144 \cdot 2,67 + 0,0157 = 0,401 \text{ Ом / км;}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{2,67} \cdot 10^{-6} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

«Соотношение между активным и индуктивным сопротивлением» [4]

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0,46}{0,401} = 1,15, x_0 < r_0.$$

«Погонное значение зарядной мощности» [4]

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 b_0 = 110^2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} = 59,3 \text{ квар} / \text{км}.$$

«Зарядная мощность всей линии» [4]

$$Q_c = Q_{c0} l = 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 5,9 \text{ Мвар}.$$

«Мощность, передаваемая по одной цепи, и относительная величина зарядной мощности» [4]

Основные технические характеристики рассчитаны ниже.

$$I = jF = 1 \cdot 70 = 70 \text{ А}.$$

$$S_{пер} = \sqrt{3} I U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 70 \cdot 110 \cdot 10^{-3} = 13,3 \text{ МВА}.$$

$$Q_c = \frac{Q_c}{S_{пер}} \cdot 100 \% = \frac{5,9}{13,3} \cdot 100 \% = 44,2 \%$$

$$x_l = \frac{x_0 l}{2} = \frac{0,401 \cdot 10}{2} = 2,0 \text{ Ом};$$

$$r_l = \frac{r_0 l}{2} = \frac{0,46 \cdot 10}{2} = 2,3 \text{ Ом};$$

$$b/2 = \frac{2b_0 l}{2} = \frac{2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{2} = 2,74 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Q_c/2 = \frac{2Q_{c0} l}{2} = \frac{2 \cdot 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{2} = 5,93 \text{ Мвар}.$$

«Схема замещения трансформатора представлена на рисунке 8» [4].

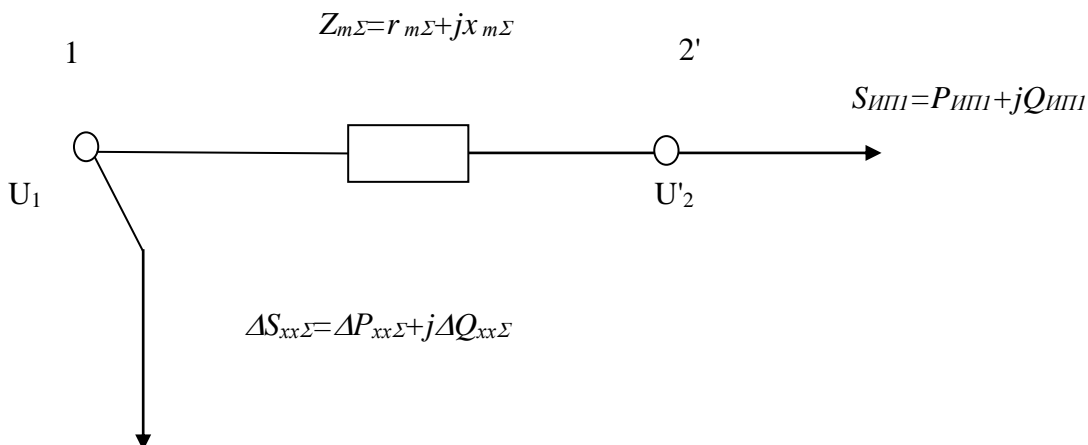


Рисунок 8 – «Схема замещения трансформатора»

«Параметры замещения силового трансформатора, приведенные к стороне ВН» [19]:

$$r_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{\text{т ном}}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 3,1 \text{ Ом};$$

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{\text{т ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 8,68 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{\text{т ном}} = \frac{0,9}{100} \cdot 16 = 0,144 \text{ Мвар}.$$

Суммарные потери мощности в силовых трансформаторах понизительной подстанции ПС-1

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 3,1 + 0,028 = 0,10 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 8,68 + 0,144 = 0,34 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_{m\Sigma} = \sqrt{\Delta P_{m\Sigma}^2 + \Delta Q_{m\Sigma}^2} = \sqrt{0,1^2 + 0,34^2} = 0,35 \text{ МВА}.$$

«Расчётная мощность подстанции в режиме максимальных нагрузок с учётом потерь в трансформаторах» [19]

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} - j\left(\frac{Q_{c1}}{2}\right) = 15 + j8,1 + 0,1 + j0,34 - j\frac{5,9}{2} = 15,1 + j5,49 \text{ МВА.}$$

«Потокосцепление на участке» [19]

$$S_k = 27 + j16,1 \text{ МВА.}$$

«В максимальном режиме» [19]

$$R_1 = r_l + r_m = 2,3 + 3,1 = 5,4 \text{ Ом;}$$
$$X_1 = x_l + x_m = 2,0 + 8,68 = 10,68 \text{ Ом.}$$

«Потери мощности на участке» [4]

$$\Delta P_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 5,4 = 0,40 \text{ МВт;}$$
$$\Delta Q_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 10,68 = 0,87 \text{ Мвар.}$$

«Мощность в начале участка ИП-1» [4]

$$S_n = S_k + \Delta P_{A-1} + j\Delta Q_{A-1} = 27 + j16,1 + 0,4 + j0,87 = 27,4 + j16,97$$

«Падение напряжения на участке» [4] проектируемой районной сети определяется так:

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{\text{жел}}} = \frac{27,4 \cdot 5,4 + 16,97 \cdot 10,68}{117} = 2,81 \text{ кВ.}$$

«Напряжение в конце участка» [4]

$$U_1 = U_{\text{жел}} - \Delta U_1 = 117 - 2,81 = 114,19 \text{ кВ.}$$

По аналогичной методике рассчитаны параметры остальных участков электрической сети, сделанные в нормальном режиме работы всей спроектированной РЭС.

Результаты расчётов нанесены на схему замещения всей сети, приведённой в графической части на листе 3.

Для послеаварийного (далее – ПАВ) режима аналогично

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}}, \text{ мм.}$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{2} D_{\text{мф}} = \sqrt[3]{2} \cdot 4000 = 5040 \text{ мм.}$$

$$\lg \frac{D_{\text{ср}}}{\frac{d_{\text{нр}}}{2}} = \lg \frac{5040}{\frac{11}{2}} = 2,67 \text{ Ом / км.}$$

«Нулевые» сопротивления и проводимости проектируемой районной сети

$$x_0 = 0,144 \cdot 2,67 + 0,0157 = 0,401 \text{ Ом / км;}$$

$$b_0 = \frac{7,58}{2,67} \cdot 10^{-6} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

$$Q_{c0} = U_{\text{ном}}^2 b_0 = 110^2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} = 59,3 \text{ квар / км.}$$

$$Q_c = Q_{c0} l = 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 5,9 \text{ Мвар.}$$

С учётом приведённых выше расчётов

$$x_l = 0,5 \frac{x_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{0,401 \cdot 10}{2} = 1,0 \text{ Ом};$$

$$r_l = 0,5 \frac{r_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{0,46 \cdot 10}{2} = 1,15 \text{ Ом};$$

$$b/2 = 0,5 \frac{2b_0 l}{2} = 0,5 \cdot \frac{2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{2} = 1,37 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Q_c/2 = 0,5 \frac{2Q_{c0} l}{2} = 0,5 \cdot \frac{2 \cdot 59,3 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{2} = 2,97 \text{ Мвар}.$$

В ПАВ-режиме для трансформаторов РЭС

$$r_m = \Delta P_{\kappa} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 3,1 \text{ Ом};$$

$$x_m = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 8,68 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_{m \text{ ном}} = \frac{0,9}{100} \cdot 16 = 0,144 \text{ Мвар}.$$

$$\Delta P_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} r_m + \Delta P_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 3,1 + 0,028 = 0,10 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{m\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} x_m + \Delta Q_{xx\Sigma} = \frac{15^2 + 8,1^2}{110^2} 8,68 + 0,144 = 0,34 \text{ Мвар};$$

$$\Delta S_{m\Sigma} = \sqrt{\Delta P_{m\Sigma}^2 + \Delta Q_{m\Sigma}^2} = \sqrt{0,1^2 + 0,34^2} = 0,35 \text{ МВА}.$$

«Мощность подстанции» [4] в ПАВ-режиме

$$S_p = S_p + \Delta S_{m\Sigma} - \frac{Q_{c1}}{2} = 15 + j8,1 + 0,1 + j0,34 - j2,97 = 15,1 + j6,97 \text{ МВА}.$$

«Потокоцепление на участке ИП-1 (конец участка) в послеаварийном режиме» [4]

$$S_{\kappa} = 27 + j16,1 \text{ MVA.}$$

«Суммарные сопротивления на участке ИП-1 в послеаварийном режиме» [4]

$$R_1 = r_l + r_m = 1,15 + 3,1 = 4,25 \text{ Ом};$$

$$X_1 = x_l + x_m = 1,0 + 8,68 = 9,68 \text{ Ом}.$$

«Потери мощности на участке» [4]

$$\Delta P_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} R_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 4,25 = 0,35 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A-1} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{ном}}^2} X_1 = \frac{27^2 + 16,1^2}{110^2} \cdot 9,68 = 0,79 \text{ Мвар}.$$

«Мощность в начале участка» [4]

$$S_n = S_{\kappa} + \Delta P_{A-1} + j\Delta Q_{A-1} = 27 + j16,1 + 0,35 + j0,79 = 27,35 + j16,89$$

«Падение напряжения на участке» [4]

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{U_{\text{жсел}}} = \frac{27,35 \cdot 4,25 + 16,89 \cdot 9,68}{109} = 2,57 \text{ кВ}.$$

«Напряжение в конце участка» [4] определяется так:

$$U_1 = U_{\text{жсел}} - \Delta U_1 = 109 - 2,57 = 106,43 \text{ кВ}.$$

По аналогичной методике рассчитаны параметры остальных участков электрической сети, сделанные в ПАВ режиме работы всей спроектированной РЭС.

Результаты расчётов нанесены на схему замещения всей сети, приведённой в графической части на листе 3.

Исходя из результатов расчёта электрической сети в нормальном и ПАВ режиме, а также исходя из технических и экономических критериев выбора схемы, оборудования и прочих параметров, с учётом условий по электробезопасности и дополнительных составляющих и критериев, в работе окончательно принимается шестой вариант исходной конфигурации для спроектированной РЭС.

2.10 Расчет токов короткого замыкания на шинах понизительных подстанций электрической сети

«Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) на подстанции 110/10 кВ РЭС проводится с конечными целями» [8]:

– «проверки электрических аппаратов и проводников на термическую и электродинамическую стойкости к токам короткого замыкания. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения ударного тока КЗ в расчётных точках» [8];

– «выбора и проверки на чувствительность уставок релейной защиты и автоматики. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения двухфазного (минимального) тока КЗ в расчётных точках» [8].

Исходная схема для расчёта токов КЗ в работе представлена на рисунке 9.

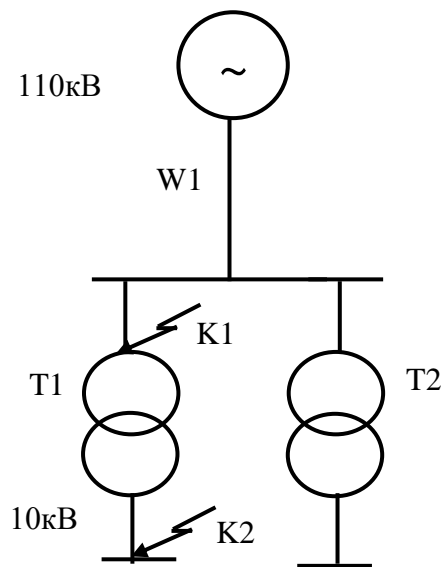


Рисунок 9 – Расчетная схема

«Схема замещения представлена на рисунке 10» [12].

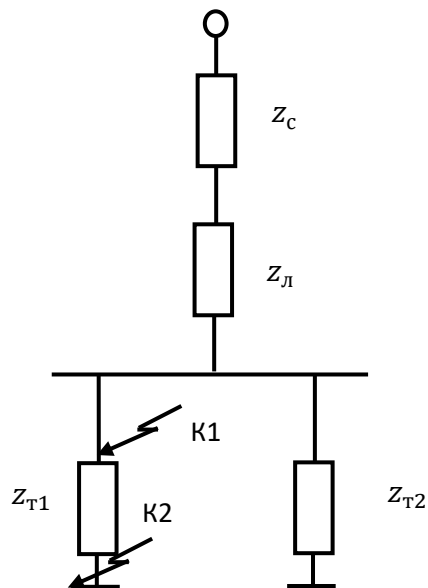


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Принимаются базисные напряжение, мощность и ток.

Также на данном этапе работы определяется основная и неосновная ступени.

В качестве основной ступени принимается ступень напряжением 110 кВ, а неосновной – ступень напряжением 10 кВ.

Базисная мощность принимается равной номинальной мощности силового трансформатора подстанции.

В качестве неосновной ступени принимается ступень напряжением 10 кВ.

После этого проводится непосредственный расчёт параметров схемы замещения с дальнейшим её преобразованием и «сворачиваем» к искомым точкам КЗ.

«Суммарное сопротивление системы определяется сопротивлениями участков сети, примыкающих к ПС-4» [12]

$$Z_c = Z_{3-4} + Z_{III-4}, \text{ Ом.} \quad (20)$$

«Полное сопротивление участков системы» [5,10]

$$Z_i = \sqrt{R_i^2 + iX_i^2}, \text{ Ом.} \quad (21)$$

$$Z_{III-4} = \sqrt{1,98^2 + 4,68^2} = 5,08 \text{ Ом.}$$

$$Z_{3-4} = \sqrt{2,47^2 + 4,85^2} = 5,44 \text{ Ом.}$$

$$Z_c = 5,08 + 5,44 = 10,52 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформаторов ПС-4 определяются [5,10]:

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в.н.}^2}{S_n^2}, \text{ Ом.} \quad (22)$$

$$r_T = \frac{120 \cdot 115^2}{32^2 \cdot 10^3} = 2,54 \text{ Ом.}$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{в.н.}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \text{ Ом.} \quad (23)$$

$$x_T = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 32} = 55,6 \text{ Ом.}$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}, \text{ Ом.} \quad (24)$$

$$Z_T = \sqrt{2,54^2 + 55,6^2} = 55,66 \text{ Ом.}$$

«Общее активное сопротивление линии электропередачи напряжением 110 кВ» [12]:

$$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (25)$$

где r_0 – «удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км)» [10].

«Общее реактивное сопротивление линии» [10]:

$$x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом,} \quad (26)$$

где x_0 – «удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км)» [10];

l – «длина линии (км)» [10].

«Общее сопротивление ЛЭП» [10]:

$$z_l = \sqrt{x_l^2 + r_l^2}, \text{ Ом.} \quad (27)$$

«Полное сопротивление ЛЭП, примыкающих к ПС-4» [12]:

$$Z_{\Sigma l} = Z_{l1} + Z_{l2}, \text{ Ом.} \quad (28)$$

Значит

$$r_{лИП-4} = 0,21 \cdot 25 = 11,9 \text{ Ом.}$$

$$r_{л4-3} = 0,27 \cdot 10 = 2,7 \text{ Ом.}$$

$$x_{лИП-4} = 0,289 \cdot 25 = 10,61 \text{ Ом.}$$

$$x_{л4-3} = 0,297 \cdot 10 = 2,97 \text{ Ом.}$$

$$z_{лИП-4} = \sqrt{11,9^2 + 10,61^2} = 15,94 \text{ Ом.}$$

$$z_{л4-3} = \sqrt{2,7^2 + 2,97^2} = 4,02 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\Sigma} = 15,94 + 4,02 = 19,96 \text{ Ом.}$$

«Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ» [10]:

$$I_k = \frac{U_{ПAB}}{\sqrt{3}z_{\Sigma}}, \text{ кА,} \quad (29)$$

где $U_{ПAB}$ – «напряжение в ПАВ режиме, кВ» [10];

Z_{Σ} – «суммарное сопротивление участка до точки КЗ» [10].

«Ток КЗ» [12]:

$$I_k = I_{к.б.} \cdot \frac{U_{\delta}}{U_{ном}}, \text{ кА.} \quad (30)$$

«Ударный ток КЗ» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2}K_{уд} \cdot I_k, \text{ кА,} \quad (31)$$

где $K_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

«Схема замещения для точки К1 приведена на рисунке 11» [12].

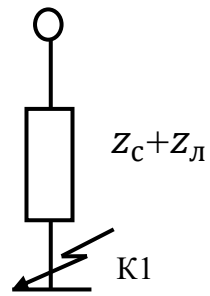


Рисунок 11 – «Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К1» [12]

$$I_{K1} = \frac{109}{\sqrt{3}(10,52 + 19,96)} \approx 2,1 \text{ кА.}$$
$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,1 = 4,95 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для точки К2 приведена на рисунке 12» [12].

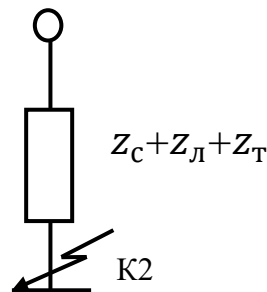


Рисунок 12 – «Схема замещения для расчетов токов КЗ в точке К2» [12]

$$I_{K2} = \frac{109}{\sqrt{3}(10,52 + 19,96 + 55,66)} \cdot \frac{109}{10} \approx 7,97 \text{ кА.}$$
$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 7,97 = 15,74 \text{ кА.}$$

2.11 Выбор электрических аппаратов на понизительных подстанциях электрической сети

«Выбор аппаратов производится по напряжению и рабочему току» [6]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (32)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (33)$$

«Выбранные аппараты подлежат проверкам по условиям» [14]:

$$I_{nt} \leq I_{откл}. \quad (34)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (35)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (36)$$

$$i_y \leq i_{пр.с}, \quad (37)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (38)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (39)$$

«Выбор электрических аппаратов в спроектированной схеме рассмотрен на примере вводного выключателя в ОРУ-110 кВ ПС-110/10 кВ №4 электрической сети района» [12]. «Выбирается выключатель ВМТ-110Б/1000/УХЛ1 [8], его проверка по (32) – (39).

$$I_{раб.макс} = \frac{18,3 + i10,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{21,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 110,48 \text{ А.}$$

$$U_{ном} = 110 = U_{сети} = 110(\text{кВ}).$$

$$I_{ном} = 1000 > I_{расч} = 110,48(\text{А}).$$

$$I_{откл} = 20 > I_{к1} = 2,1(\text{кА}).$$

$$i_{пр.ска} = 52 > i_{ук1} = 4,95(\text{кА}).$$

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{кА}^2 \text{с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 2,1^2 \cdot (5 + 0,02) = 22,14(\text{кА}^2 \text{с}).$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{НОМ} / 100) = 35 > \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot (1 + e^{-\frac{(0,05 + 0,1)}{0,007}})) = 16,8(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Все остальные аппараты классов напряжения 110 кВ и 10 кВ для установки их на подстанциях спроектированной РЭС Светлинского района выбраны аналогично и показаны в графической части работы.

Выводы по разделу 2.

Во втором разделе работы осуществлено проектирование РЭС Светлинского района. Для достижения данной цели в работе осуществлено:

- выбор и обоснование классов напряжения электрической сети РЭС Светлинского района;
- выбор и обоснование вариантов конфигурации РЭС Светлинского района;
- непосредственный расчёт электрических нагрузок РЭС района;
- выбор и обоснование схем электрических соединений подстанций РЭС Светлинского района;
- выбор и проверку сечения проводников РЭС Светлинского района;
- выбор и проверку на допустимую нагрузку трансформаторов РЭС Светлинского района;
- расчёт режимов работы электрической сети системы РЭС Светлинского района;
- выбор и проверку электрических аппаратов на подстанциях РЭС Светлинского района.

Результаты выбора всех указанных составляющих показаны в графической части работы.

3 Обеспечение безопасности при выполнении работ в электрической сети

3.1 Анализ производственных вредных и опасных факторов

На первое место выходит забота о жизни и здоровье людей, которые работают на данном производстве. Известно, что обеспечение безопасности работающего персонала и соблюдение трудовой производственной дисциплины лежит в основе любого производственного процесса [16].

В силу различных обстоятельств и производственных факторов, существуют следующие виды опасностей:

- производственные опасности, которые заключаются в нарушении режима и технологии производства, а также установленных правил по технике безопасности. Такие виды опасности приводят к различным видам производственных травм вплоть до летального исхода;

- опасность поражения электрическим током – заключается в соблюдении профилактических, организационных и технических мероприятий, позволяющих обезопасить обслуживающий персонал от поражения электрическим током в электроустановках;

- пожарная опасность – заключается в соблюдении профилактических, организационных и технических мероприятий по недопущению возгорания материалов, зданий и сооружений;

- экологическая опасность – состоит в недопущении или устранении вредного и опасного воздействия на окружающую среду.

Все указанные виды производственных опасностей должны быть ликвидированы или сведены к пороговому минимуму путём внедрения эффективного комплекса мероприятий.

Данные мероприятия в электрической сети РЭС Светлинского района рассматриваются в работе далее.

3.2 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

Мероприятия по всем видам опасностей, перечисленных выше, имеют цель не допустить появления этих опасностей, а в случае их возникновения – быстро ликвидировать их очаг (очаги).

На любом предприятии для безопасного проведения работ есть человек, ответственный за соблюдение норм охраны труда (как правило, это – руководитель предприятия и инженер по охране труда).

Кроме того, имеются отделы по охране труда, работниками которых проводится разъяснительная и предупредительная работа среди рабочего персонала предприятия: разработка документации, проведения инструктажей, а также дней охраны труда и соответствующих мероприятий по охране труда в зависимости от направлений (электробезопасность, пожарная безопасность и т.д.).

Кроме того, непосредственную ответственность за соблюдение охраны труда в подразделениях несут и руководители этих подразделений: начальники служб, смен, участков, мастера и прочие ответственные работники, которые назначаются приказами по предприятию.

Особое место занимают инструктажи по технике безопасности и охране труда. В зависимости от назначения и инструктируемых работников, они могут быть следующих видов: первичные инструктажи, инструктажи на рабочем месте, повторные инструктажи.

Из числа первичных инструктажей выделяется вводный инструктаж, который имеет целью осветить общий принцип и порядок работы на предприятии.

Любой инструктаж должен быть доведён под подпись того, кому он предназначен.

Также должна стоять подпись ответственного лица, проводившего данный инструктаж.

Без проведения всех необходимых инструктажей и отсутствия соответствующих подписей в установленных журналах, инструктируемое лицо к работам не допускается [16].

Производственные опасности заключаются в нарушении режима и технологии производства, а также установленных правил по технике безопасности.

Такие виды опасности приводят к различным видам производственных травм вплоть до летального исхода.

Для каждого предприятия в зависимости от специфики и характера работы производственные опасности имеют различный характер.

На объекте исследования производственные опасности заключаются в получении травм различной степени тяжести при выполнении работ по монтажу, ремонту и обслуживанию оборудования, получение ожогов частей тела и слизистых оболочек, падение с высоты при выполнении работ, травмы, обусловленные попаданием частей тела под различные трущиеся и вращающиеся поверхности и т.п.

Профилактическими мероприятиями при производственных видах опасностей являются их недопущение применением организационных и технических мероприятий.

К таким мероприятиям относятся проведение инструктажей, ограждение рабочих и опасных мест, контроль выполнения работы несколькими членами бригады и т.п.

Следующий вид опасности – это опасность поражения электрическим током.

Для объекта исследования в работе в виду его специфики он представляется наиболее важным и вероятным, поэтому данному виду опасности следует уделить особое внимание.

Мероприятия по обеспечению электробезопасности в электроустановках многогранны и, как правило, носят следующий характер:

- профилактический;
- организационный;
- технический.

Профилактические мероприятия по недопущению и предупреждению поражения электрическим током заключаются в проведении разъяснительной работы среди персонала, установки защитных средств, изоляции опасных участков электрической сети.

Также к профилактическим мероприятиям относятся установка световой и звуковой сигнализации, а также релейной защиты и автоматики на объектах энергетики.

Организационные мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются в организации выполнения работ строго по инструкции и нормам охраны труда, назначение ответственных лиц для контроля выполнения работ и норм безопасности, выдачу нарядов и распоряжений для выполнения работ, допуск персонала к работе, организацию работ на рабочем месте, премирование исполнительных работников и наказание злостных нарушителей.

Технические мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются во внедрении технических мер при строгом соблюдении всех нормативов.

К таким мероприятиям относятся, например, установка запрещающих, предписывающих и информационных плакатов на месте работы, ограждение рабочего места, проведение оперативных переключений, заземление оборудования и т.д.

Особое внимание следует уделить средствам защиты от поражения электрическим током при работе в электроустановках.

К таким средствам относятся перчатки, диэлектрические коврики и подставки, инструменты, защитные маски и очки. Все они должны быть

проверены непосредственно перед началом работ. Кроме того, срок их эксплуатации должен быть в норме.

Просроченный рабочий и защитный инструмент ни в коем случае использовать нельзя, так как это является прямой угрозой жизни и здоровью людей.

Кроме того, для уменьшения поражения электрическим током людей, в электроустановках необходимо заземлять и занулять (только в сетях до 1 кВ) оборудование.

Применение переносных заземляющих устройств для безопасного проведения работ целесообразно только после проведения оперативных переключений коммутационных аппаратов и проверки отсутствия напряжения на шинах электроустановок.

Далее следует привести краткий алгоритм порядка выполнения работ в электроустановках при неукоснительном соблюдении мероприятий по охране труда.

Перед началом любых работ в электроустановках персонал обязан пройти инструктаж на рабочем месте, в котором указываются как его обязанности, так и обязанности других членов бригады, а также характер и расположение опасностей.

Далее старший (руководитель работ) даёт команду на подготовку рабочего места.

Рабочее место подготавливают, как правило, опытные работники с соответствующими группами по электробезопасности (в электроустановках до 1 кВ – не ниже третьей, а в электроустановках выше 1 кВ – не ниже четвёртой группы).

После этого проводятся оперативные переключения и отключения, которые согласовываются с диспетчером сетей.

Затем указателями напряжения соответствующих классов проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях оборудования, где будут проводиться работы.

После этого накладывается переносное заземление на токоведущие части либо включаются заземляющие ножи оборудования (если таковые предусмотрены конструкцией).

Затем ограждается рабочее место и вывешиваются плакаты по технике безопасности.

Только после всех перечисленных мероприятий бригада может приступить к выполнению работ.

В процессе выполнения работ при необходимости можно организовать перерыв, для чего бригада полностью выводится с места работ, а двери электроустановок закрываются на ключ.

Допуск посторонних лиц на объект работ при этом категорически запрещён.

«Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах» [16]:

- «при коротких замыканиях» [16];
- «при прямых попаданиях молнии» [16];
- «при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгоранием» [16];
- «при перегреве масла в трансформаторе» [16];
- «при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе» [16].

Пожарная безопасность объекта исследования в работе обеспечивается применением и использованием следующих мероприятий:

- применением негорючих материалов в электроустановках и несгораемых конструкций оборудования, зданий и сооружений;

- наличием средств пожаротушения на объекте (пожарный щит, огнетушители, гидранты и т.п.);
- профилактическими проверками и инспекциями, выявляющих общее состояние пожарной безопасности оборудования;
- работой пожарной дружины на объекте, а также постоянным источником связи с пожарной инспекцией.

С точки зрения пожаробезопасности, наибольшую опасность представляет на объекте силовой трансформатор и прочее маслonaполненное оборудование, в котором существует высокая вероятность пожара и взрыва.

Поэтому данные объекты необходимо контролировать самым тщательным образом как во время обходов (плановых и неплановых), так и во время проверок.

Как показывают статистические исследования [19], также для обеспечения пожарной безопасности очень важное значение играет поддержание территории объекта в чистоте.

Для этого необходимо скашивать сухую траву, утилизировать ветошь, поддерживать чистоту на объекте.

Указанные мероприятия позволят не допустить самовозгорание на объекте в сухую жаркую погоду, а также не допустить распространение пожара на объекте и быстро его локализовать.

3.3 Разработка мероприятий по охране окружающей среды

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

«Негативное влияние линий электропередач оказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения» [2,3,11].

«Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей» [7].

«Экологический риск от негативного влияния указанных выше подстанций и линий электропередач на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами» [7].

«В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск» [7].

«При проектировании ВЛ-110 кВ, питающих районные ПС-110/10 кВ, должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков» [7].

«С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий».

«Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, включающий следующие составляющие»:

– «законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике» [7];

– «организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике» [7];

– «функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике» [7];

– «экономический механизм обеспечения такой безопасности» [7];

– «юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике» [7].

«Замеры содержания оксида углерода и задымлённости в отработанных газах автомобилей проводятся один раз в полугодие» [7].

«На предприятии, обслуживающем спроектированную сеть района, выполнялся утвержден план мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферный воздух от стационарных источников загрязнения на 2020-2025 гг.» [7]

«Сточные воды сохраняется до обезвреживания в специальном пруду-накопителе» [7].

«Техническое состояние накопителей удовлетворительное.

«Возможности попадания неочищенных промышленных сточных вод в водные объекты вместе с ливневыми водами состоянию на 2022 года не установлено» [7].

«Производственная деятельность по соблюдению требований экологической безопасности в сфере обращения с отходами и ядовитыми веществами регламентируется соответствующими разрешениями, которые имеет предприятие» [7].

«Отходы, образующиеся в результате производственной деятельности предприятия, передаются другим для утилизации или удаления, согласно установленных договоров» [7].

Среди опасностей также следует упомянуть и экологическую опасность, актуальность которой всё больше приобретает смысл в последние годы. Загрязнение окружающей среды в свете изменения климата стало злободневной темой.

На объекте наибольшую опасность с экологической точки зрения представляют следующие возможные факторы:

– утечка масла в грунт из маслonaполненного оборудования (в частности, с силовых трансформаторов);

- загрязнение септиками и химикатами окружающей среды;
- загрязнение и запылённость воздуха;
- опасность для флоры и фауны;
- влияние шумов на живые организмы;
- влияние высоких напряжений на биосферу.

Экологический риск от перечисленных факторов должен быть сведён к минимуму путём внедрения качественных мероприятий, к которым относятся такие мероприятия, как-то:

- проведения организационных мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности;
- техническое обеспечение экологической безопасности;
- профилактические меры по обеспечению экологической безопасности;
- законодательное обеспечение экологической безопасности.

Все указанные мероприятия обязательны к применению и внедрению.

Выводы по разделу 3.

«В результате выполнения третьего раздела работы, осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ на электрооборудовании и в электрических сетях ТП-35/6 кВ «Новоаганское».

«Установлены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на безопасность проведения работ» [11].

«Особое внимание уделено обязанностям обслуживающего персонала сети, обеспечивающие электробезопасность и сводящие травматизм до минимума» [11].

«Кроме того, в работе уделено внимание вопросам экологической безопасности, которые очень остро стоят на повестке дня в свете последних изменений климатических условий и катаклизмов в мире» [11].

«Соблюдение данных мероприятий обязательно к выполнению» [11].

Заключение

В результате выполнения работы осуществлено проектирование районной электрической сети Светлинского района, которая состоит из шести понижающих распределительных трансформаторных подстанций 110/10 кВ.

В первом разделе работы проведён исходный анализ данных проектируемой РЭС Светлинского района.

Определены основные показатели и характеристики исходных данных на выполнение работы.

Поставлены задачи на проектирование с реализацией их в виде последовательного алгоритма действий.

Учитывая приведённые результаты анализа, в работе проведено решение и обоснование поставленных задач по непосредственному проектированию РЭС Светлинского района.

Во втором разделе работы осуществлено проектирование РЭС Светлинского района.

Для достижения данной цели во втором разделе работы было осуществлено:

- выбор и обоснование классов напряжения электрической сети РЭС Светлинского района;
- выбор и обоснование вариантов конфигурации РЭС Светлинского района;
- непосредственный расчёт электрических нагрузок РЭС Светлинского района;
- выбор и обоснование схем электрических соединений подстанций РЭС Светлинского района;
- выбор и проверку сечения проводников РЭС Светлинского района;

– выбор и проверку на допустимую нагрузку трансформаторов РЭС Светлинского района;

– расчёт режимов работы электрической сети системы РЭС Светлинского района;

– выбор и проверку электрических аппаратов на подстанциях РЭС Светлинского района.

В третьем разделе работы разработаны мероприятия по технике безопасности, пожарной безопасности и электробезопасности, а также по экологической безопасности, которые целесообразны к применению в спроектированной РЭС.

Результаты работы соответствуют всем требованиям основных нормативных документов по качеству, надёжности и экономичности электроснабжения, а также по критериям электробезопасности и экологической безопасности.

Спроектированная система электроснабжения районной электрической сети Светлинского района Оренбургской области отвечает нормам основных нормативных документов по экономичности, надёжности, электробезопасности и качеству электроэнергии.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. – М.: Форум, НИЦ ИНФРА. 2016. 416 с.
2. Виноградова А. В. Электроснабжение промышленных предприятий; учебник для студентов высших учебных заведений. – М.: Интернет Инжиниринг, 2017. 672 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2014. 28 с.
4. Коптев А.А. Монтаж цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ. Справочник электромонтажника. – М.: Энергоатомиздат, 2018. 192 с.
5. Кудрин, Б. И. Электроснабжение. – М.: Academia, 2018. 352 с.
6. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016. 184 с.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). – М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с.
8. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.
9. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование: Учебное пособие. – СПб.: Лань, 2018. 316 с.
10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – М.: ЗАО

«Энергосервис», 2017.

12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – М.: Альвис, 2018. 632 с.

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

14. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

16. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2016. 576 с.

17. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. – М.: Энергоатомиздат, 2016. 568 с.: ил.

18. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. – М.: Лань, 2015. 480 с.

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – М.: Форум, Инфра. 2015. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р – М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.

21. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2014. 441 p.

22. Hirsch J.E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754. doi: 10.1007/s11192-010-0193-9

23. Lezhniuk P., Netrebskiy V., Teptia V., Vydmysh V. Hamilton's Principle as the Method of Self-Optimization Electric Systems. Nauka i Studia. Przemysl. 2019. №5 (136). P. 63–69. ISSN 1561–6894.

24. Lezhnyuk P.D., Petrushenko O.J., Petrushenko J.V. Approximation of implicitly expressed optimality criteria by pozynom and analysis of their sensitivity. Materials digest of the XXXIX international Research and Practice Conference «Physico-mathematical and technical sciences as postindustrial foundation of the informational society evolution». London, 2018. P. 23–26.

25. Potter E.H. Branding Canada. Projecting Canada's Soft Power through Public Diplomacy. Montreal: McGill-Queen's University Press, 2019. 464 p.