

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

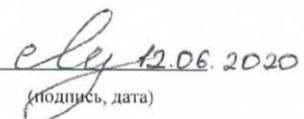
И.о.зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 22 » 06 2020г.

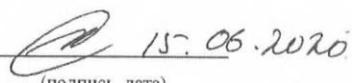
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района Приморского края (комплексная выпускная квалификационная работа)

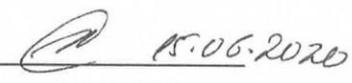
Исполнитель
студент группы 842ом1

 12.06.2020 Л.Н. Лисогурская
(подпись, дата)

Руководитель
доктор технических
наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
(подпись, дата)

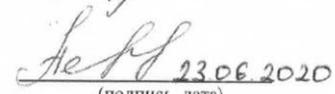
Руководитель
магистерской программы
доктор технических
наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 16.06.2020 Н.С. Бодруг
(подпись, дата)

Рецензент

 23.06.2020 Н.В. Перова
(подпись, дата)

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 06 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мещеряков Илья
Николаевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Усилование разветвленной электрической сети 35-110 кВ Касянского района Приамурского края (краткие вводные квалификационные работы)
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 15.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Список и программа разветвленной электросети Приамурского края на 2018-2024 годы; нормативные акты электротехники содержат следующие ссылки: 500/220/110/35/27/10/6 кВ 10.04.2014

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Анализ существующего состояния электрической сети Касянского района Приамурского края; характеристика режимов работы; выбор типов и параметров машин электрооборудования

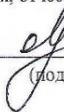
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Материалы диссертационного сочинения 23 рисунка, 73 таблицы, 2 листа графиков-кал к формулам

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 06.04.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., доктор техн. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 06.04.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 108 с., 27 рисунков, 32 формулу, 63 таблицы, 100 источников, 2 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Магистерская диссертация посвящена разработке варианта инновационного развития электрических сетей Хасанского района Приморского края с использованием распределенной генерации. В магистерской диссертации произведён подробный анализ современного состояния электрических сетей Хасанского района Приморского края, произведена оценка потенциала использования возобновляемых источников энергии и нетрадиционных источников энергии в Хасанском районе. Произведен выбор типов и параметров малых электростанций, их оптимальное размещение в электрической сети. Осуществлена техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети с объектами распределенной генерации. Выполнена оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	6
Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния электрических сетей Хасанского района Приморского края	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика Хасанского района	10
1.2 Характеристика электропотребления Хасанского района Приморского края	13
1.3 Оценка потенциала использования возобновляемых источников энергии и нетрадиционных источников энергии в Хасанском районе	15
1.3.1 Оценка целесообразности строительства малых электрических станций на газообразном топливе	15
1.3.2 Исследование возможности использования возобновляемых источников энергии	17
2 Характеристика распределенной генерации и современные подходы к проектированию объектов распределенной генерации	21
3 Выбор типов и параметров малых электростанций и их оптимальное размещение в электрической сети	28
4 Техническая проработка варианта развития электрической сети с объектами распределенной генерации	53
4.1 Выбор числа и мощности электрических установок	53
4.2 Выбор главной схемы	54
4.3 Расчет токов короткого замыкания	55
4.4 Выбор электрических аппаратов	57
4.4.1 Выбор выключателей	57
4.4.2 Выбор разъединителей	63
4.4.3 Выбор трансформаторов тока	65
4.4.4 Выбор трансформаторов напряжения	70

4.4.5 Выбор ОПН	73
5 Оценка экономической эффективности развития электрической сети с распределенной генерацией	76
5.1 Расчет капиталовложений в электрическую сеть с распределенной генерацией	76
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	78
5.3 Оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов	79
Заключение	83
Библиографический список	84
Приложение А Расчёт режима электрической сети варианта 1 с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3	109
Приложение Б Оценка экономической эффективности развития электрической сети с распределенной генерацией	111

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-2006 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам;

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы;

ГОСТ 2.111-2013 ЕСКД Нормоконтроль;

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы;

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах;

ГОСТ 2.316-2008 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц;

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования;

ГОСТ 2.701-2008 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению;

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения;

ГОСТ 3.1103-2011 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов;

ГОСТ 3.1105-2011 ЕСТД Правила оформления документов общего назначения.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской работе использованы следующие сокращения:

РГ - распределенная генерация;

АВР - автоматический ввод резерва;

ВЛ - воздушная линия;

ЛЭП - линия электропередачи;

РПН - устройство регулирования под нагрузкой;

ПБВ - устройство регулирования без возбуждения;

ПС - подстанция высокого напряжения;

ПВК - программно-вычислительный комплекс;

ГУ - генерирующая установка;

НЭЭ - накопители электрической энергии;

СЭС - солнечная электростанция.

ВВЕДЕНИЕ

Хасанский район расположен на крайнем юге Приморского края и простирается неширокой полосой с севера на юг вдоль западного побережья залива Петра Великого. На территории района 37 населенных пунктов, из них 6 поселков городского типа. Районный центр – поселок Славянка.

На данный момент питание потребителей Хасанского муниципального района осуществляется по одной двухцепной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка с отпайками на ПС Барабаш. Расчет послеаварийного режима при отключении одной из питающих линий 110 кВ показывает, что загрузка оставшейся ВЛ 110 кВ приближается к аварийно-допустимой.

Актуальность темы обусловлена строительством и последующим вводом в эксплуатацию следующих объектов: ООО «Морской порт в б. Троица», мощностью 28,7 МВт; АО «Международный морской перегрузочный терминал в п. Славянка», мощностью 22,4 МВт; АО «Хасанкоммунэнерго», мощностью 20 МВт. В связи с ожидаемым увеличением требуемой мощности, остро встает вопрос о необходимости развития электрических сетей данного региона.

Главной целью магистерского исследования является инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района Приморского края с использованием технологии распределенной генерации (Distributed Generation).

Распределенная генерация (РГ) – это совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключенных либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько), при этом тип используемого станцией источника первичной энергии, как и принадлежность станции к потребителю, генерирующей или сетевой компании, или третьему лицу не имеют значения.

Объект исследования – электрические сети 35-110 кВ Хасанского района Приморского края.

Предмет исследования – применение технологии распределенной генерации при инновационном развитии электрических сетей.

Данная магистерская диссертация является частью комплексной выпускной квалификационной работы.

Задачи, поставленные при выполнении выпускной квалификационной работы, были решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2016 – текстовый процессор, позволяющий подготавливать документы различной сложности;
2. Microsoft Office Excel 2016 – табличный процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания электронных таблиц любой сложности;
3. Math Type 6.0 – программа, содержащая в себе набор различных математических символов и предназначенная для написания формул автоматизированным способом;
4. RastrWin3 – программный комплекс, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.
5. Mathcad 15 - система алгебры из класса систем автоматизированного проектирования, ориентированная на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальным сопровождением.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежного и эффективного электроснабжения вновь вводимых потребителей.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 3 печатные работы: «Накопители электрической энергии как средство повышения надёжности и экономичности функционирования электрической сети», «Выявление и анализ причин, препятствующих внедрению мощных накопителей электроэнергии в энергосистеме России», «Повышение эффективности работы изолированных электроэнергетических систем путем применения накопителей электроэнергии».

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ХАСАНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования

Хасанский район — административно-территориальная единица и муниципальное образование в южной части Приморского края России. Административный центр — посёлок городского типа Славянка [6].



Рисунок 1 – Хасанский район на карте

Хасанский район вытянут с севера на юг неширокой полосой вдоль западного побережья Амурского залива и залива Петра Великого. В состав района входят более 20 островов и островков, расположенных недалеко от побережья,

крупнейшие из которых — Большой Пелис, Фуругельма, Стенина, Антипенко и Сибирякова. Площадь района (включая острова) равняется 4 130 км², что составляет 2,54 % от всей территории края [12].

Общая протяжённость границ Хасанского района составляет примерно 872,7 км, из которых 329,5 км — сухопутная и 543,2 км — водная часть границы, при этом 250,9 км являются государственной границей Российской Федерации. На севере район граничит с Уссурийским городским округом, на севере и северо-востоке — с Надеждинским муниципальным районом, на востоке — с Владивостокским городским округом, на юге и юго-западе по реке Туманная проходит граница с Корейской Народной Демократической Республикой, на западе по хребту Чёрные горы — с Китайской Народной Республикой. На востоке и юго-востоке район омывается водами Амурского залива и залива Петра Великого [6].

Поверхность района неоднородна. Вдоль западной границы тянется хребет Чёрные горы, переходящий на севере в гористое Борисовское плато. Высшая точка — гора Высотная, высотой 996 м в истоках реки Нарва. В центральной и восточной частях района преобладает холмистый рельеф, прорезанный многочисленными речными долинами. Юг района равнинного типа. Береговая линия неоднородна: на юге она сильно рассечена многочисленными заливами, бухтами и небольшими лагунами. В центральной и северной частях береговая линия более плавная, с несильно вдающимися в сушу бухтами. Побережье района представляет собой череду многокилометровых галечных и песчаных пляжей, скалистых утёсов и обрывов [44].

Речная сеть развитая и густая. Наиболее крупные и полноводные реки: Амба, Барабашевка, Нарва, Пойма, Рязановка, Гладкая и пограничная река Туманная. Озёр в районе мало, почти все они сосредоточены в южной части, самыми крупными и наиболее значимыми среди них являются озёра Хасан, Птичьё, Лотос, Лебединое, Заречное [6].

Территория района расположена в умеренном климатическом поясе муссонного типа. Среднегодовая температура изменяется от +4 °С на севере до +7

°С на юге района. Зима довольно суровая, холодная и малоснежная. Средняя температура января колеблется от -9 °С на южном побережье ($-9,2\text{ °С}$ метеостанция Посьет) до -14 °С в континентальной части. Абсолютные минимумы на побережье доходили до минус 30 °С (-27 °С в январе 1931 года на метеостанции Посьет (41 м над уровнем моря)), а в континентальной части и до минус 40 °С . Для зимы также характерны частые оттепели, когда дневная температура может повышаться более $+5\text{ °С}$, а в отдельные годы и до $+10\text{ °С}$ (январь 1936 года, метеостанция Посьет) [12]. Весна обычно холодная и затяжная, с частыми туманами и пасмурной погодой. Лето тёплое и продолжительное, самые тёплые месяцы — июль и август. Средняя температура воздуха в это время колеблется от $+18\text{ °С}$ до $+24\text{ °С}$ ($+19,2\text{ °С}$ в июле и $+22,7\text{ °С}$ в августе в Посьете). На лето приходится около 70 % годового количества осадков. В это время нередки тайфуны и циклоны. Осень тёплая, с сухой и ясной погодой. Первые заморозки обычно наступают в конце октября-начале ноября, а устойчивый переход среднесуточной температуры через 0 °С осуществляется в середине-конце ноября.

Таблица 1 – Климатическая характеристика региона

Характеристика	Значение
Среднегодовая температура января:	$-8,4\text{ °С}$
Среднегодовая температура июля:	$19,8\text{ °С}$
Район по ветру	IV
Скорость ветра	40 м/с
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда	25 мм
Толщина промерзания грунта	2 м
Число грозных часов	от 10 до 20 часов

1.2 Характеристика электропотребления энергосистемы Хасанского района Приморского края

Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме

энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Таблица 2 – Баланс электроэнергии Приморского края за 2017-2019 годы, МВт

Показатель	2017	2018	2019
П О Т Р Е Б Н О С Т Ь			
Максимум нагрузки	2306	2361	2389
Резерв мощности	440	440	440
ИТОГО потребность	2746	2801	2829
П О К Р Ы Т И Е			
Установленная мощность на конец года	2616,8	2750,3	2750,3
АЭС	-	-	-
ГЭС и ГАЭС	-	-	-
ТЭС	2616,8	2750,3	2750,3
ВИЭ	-	-	-
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	-	-	-
Используемая в балансе мощность	2616,8	2750,3	2750,3
ИТОГО избыток (+)/дефицит(-)	310,8	389,3	361,3
Потребность из ОЭС Востока	0,0	0,0	0,0

На территории энергосистемы Приморского края выделено четыре крупных энергорайона по электрическим сетям (ЭС): Южные ЭС, Центральные ЭС, Западные ЭС и Северные ЭС.

Хасанский район входит в энергорайон Южных ЭС.

Таблица 3 – Электропотребление Хасанского района

Показатель	2017	2018	2019
Годовое электропотребление, млн кВт·ч	1586	1626	1648
Максимум нагрузки, МВт	272	278	282

Наиболее крупными промышленными потребителями Хасанского района являются:

- АО «РЖД»;
- ООО «Дальнефтепровод»;
- ПАО «Славянский судоремонтный завод».

В настоящее время реализуются инвестиционные проекты по развитию международных транспортных коридоров «Приморье 1» и «Приморье 2».

На первом этапе планируется произвести модернизацию действующего морского порта Зарубино, расположенного в «Бухте Троицы» (точное месторасположение: Приморский край, Хасанский район, поселок Зарубино, ООО «Морской порт в бухте Троицы»). На втором этапе планируется строительство дополнительных мощностей порта, строительство дополнительной линии железной дороги и прочие мероприятия. В рамках реализации проекта МТК «Приморье 2» на первом этапе необходима дополнительная мощность в объеме 14,35 МВт, первая категория надежности. На втором этапе необходима дополнительная мощность в объеме 14,35 МВт, первая категория надежности [9].

Также во вновь вводимую электрическую нагрузку потребителей в период до 2024 года вошли:

- объект АО «Международный морской перегрузочный терминал», расположенный по адресу: Приморский край, Хасанский район, п. Славянка, ул. Весенняя, 1/16. Максимальная запрашиваемая мощность составляет 22,4 МВт;
- объекты ОАО «Хасанкоммунэнерго», расположенные по адресу: Приморский край, Хасанский район, п. Зарубино, ул. Фрунзе, 36. Максимальная запрашиваемая мощность составляет 20 МВт [9].

1.3 Оценка потенциала использования возобновляемых источников энергии и нетрадиционных источников энергии в Хасанском районе

1.3.1 Оценка целесообразности строительства малых электрических станций на газообразном топливе

Магистральный газопровод (МГП) Сахалин - Хабаровск - Владивосток, первый пусковой комплекс которого введен в эксплуатацию в 2011 г., создал

надежную основу для начала газификации Приморского края. К 2019 г. в регионе построено 9 газопроводов и обеспечена подача газа на энергетические объекты г. Владивосток и несколько крупных промышленных предприятий.

На данный момент в Приморском крае активно продолжается проектирование и строительство новых объектов газификации. По информации пресслужбы администрации Приморского края, наибольшее внимание уделено газоснабжению территорий опережающего развития и близлежащих населенных пунктов.

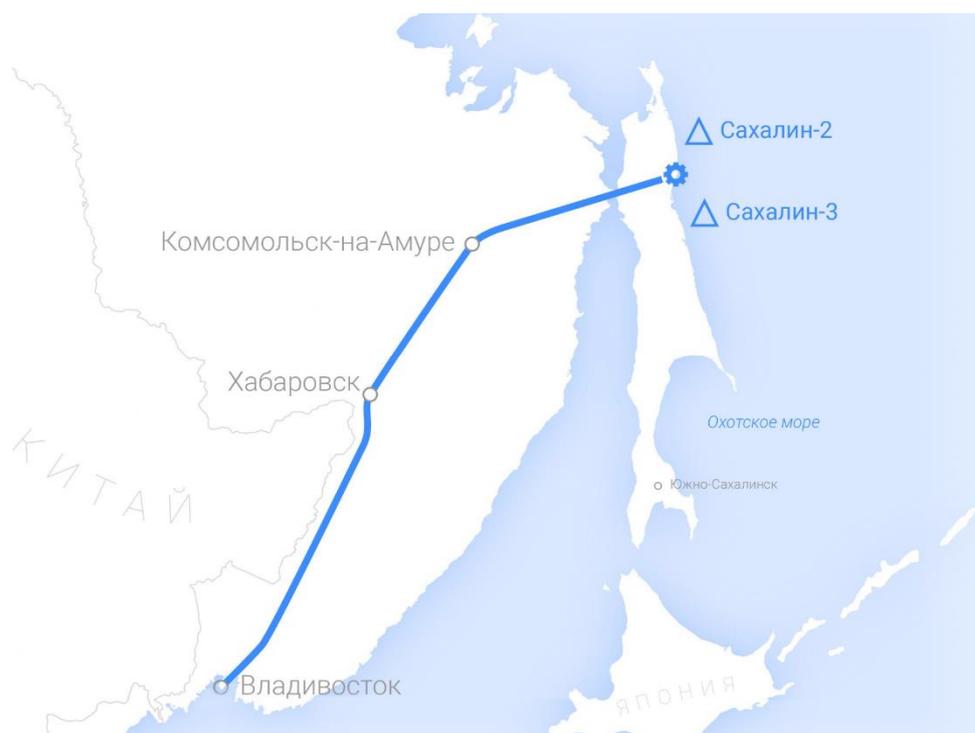


Рисунок 2 – МГП Сахалин - Хабаровск – Владивосток

На территории Хасанского района запланировано строительство завода по сжижению природного газа (СПГ). Потенциальный рынок сбыта – страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Сжиженный природный газ – это природный газ, искусственно сжиженный путем охлаждения после очистки от примесей до температуры конденсации ($-161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$) для удобства хранения или транспортировки. Объем газа при сжижении уменьшается в 600 раз, что является одним из основных преимуществ этой

технологии. СПГ может быть перевезен в специальных криогенных емкостях — морских танкерах или цистернах для сухопутного транспорта [11,74].

Проектом предусмотрено размещение данного объекта на полуострове Ломоносов в районе мыса Ломоносова на западном побережье южной части Амурского залива (бухта Перевозная). Проектная мощность – 1,5 млн тонн продукции в год с потенциалом для расширения.

Электроснабжение завода СПГ предусмотрено от работающей в автономном режиме электростанции собственных нужд на базе 8-ми энергоблоков SGT 700 Siemens [100].

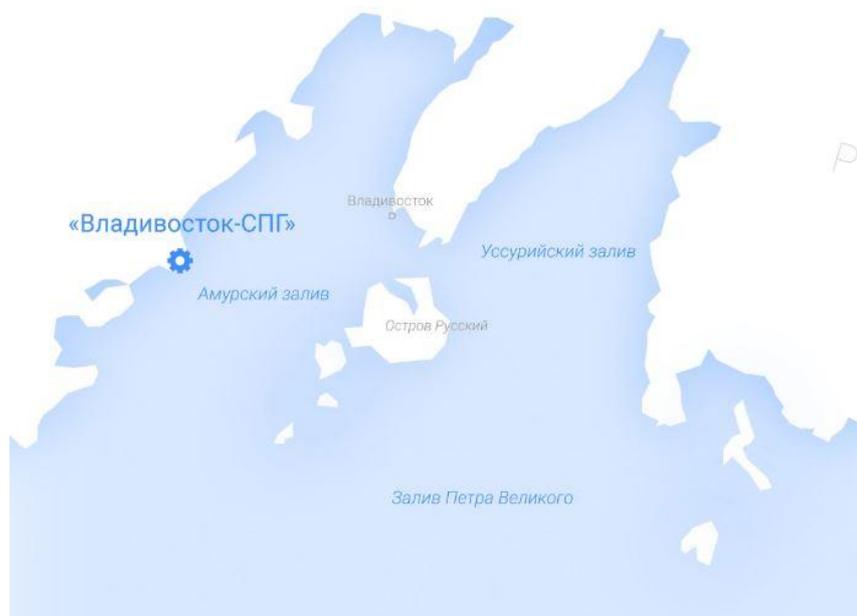


Рисунок 3 – «Владивосток-СПГ»

Реализация данного проекта приостановлена. На данный момент остро стоит вопрос о корректности оценки воздействия на экологию. Указать точные сроки начала и окончания строительства не представляется возможным. В связи с этим, в данной магистерской диссертации вопрос об электроснабжении завода СПГ, включающий в себя строительство электрической станции и подключение к энергетической системе Хасанского района, рассматриваться не будет.

Строительство малых электрических станций на газообразном топливе в Хасанском районе нецелесообразно, т.к. на сегодняшний день отсутствует централизованное газоснабжение.

1.3.2 Оценка возможности использования возобновляемых источников энергии

1.3.2.1 Ветроэнергетика

Ветроэнергетика (wind power) – отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств преобразования энергии ветра в механическую, тепловую или электрическую энергию. Основными преимуществами ветроэнергетики являются: экологическая чистота, возобновляемость, низкие эксплуатационные затраты [13].

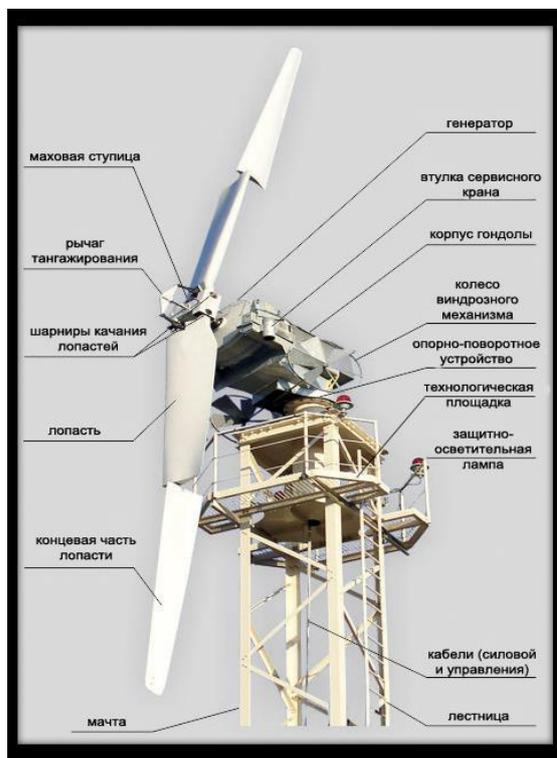


Рисунок 4 – Ветроэнергетические установки

Для определения характеристик ветра, используемых в ветроэнергетике используются следующие термины:

- среднегодовая скорость ветра (average annual wind speed) – средняя скорость ветра за год в конкретной местности, определяемая для заданной высоты над уровнем земной поверхности [91];

- распределение скоростей ветра (wind distribution) – функция статистической закономерности частот вариаций скоростей ветра за определенный период времени, аппроксимирующая статистические данные наблюдений [96,97];

- роза скоростей ветра (wind rose) – векторная диаграмма, характеризующая режим ветра в данном пункте, с длинами лучей, расходящихся от центра в разных направлениях относительно стран света, пропорциональными повторяемости скоростей ветра для этих направлений;

- роза энергии ветра (wind energy rose) – векторная диаграмма, характеризующая распределение удельной мощности ветра по направлениям за определенный период времени, с длинами лучей, расходящихся от центра в разных направлениях относительно стран света, пропорциональными удельной мощности ветра [2,3].

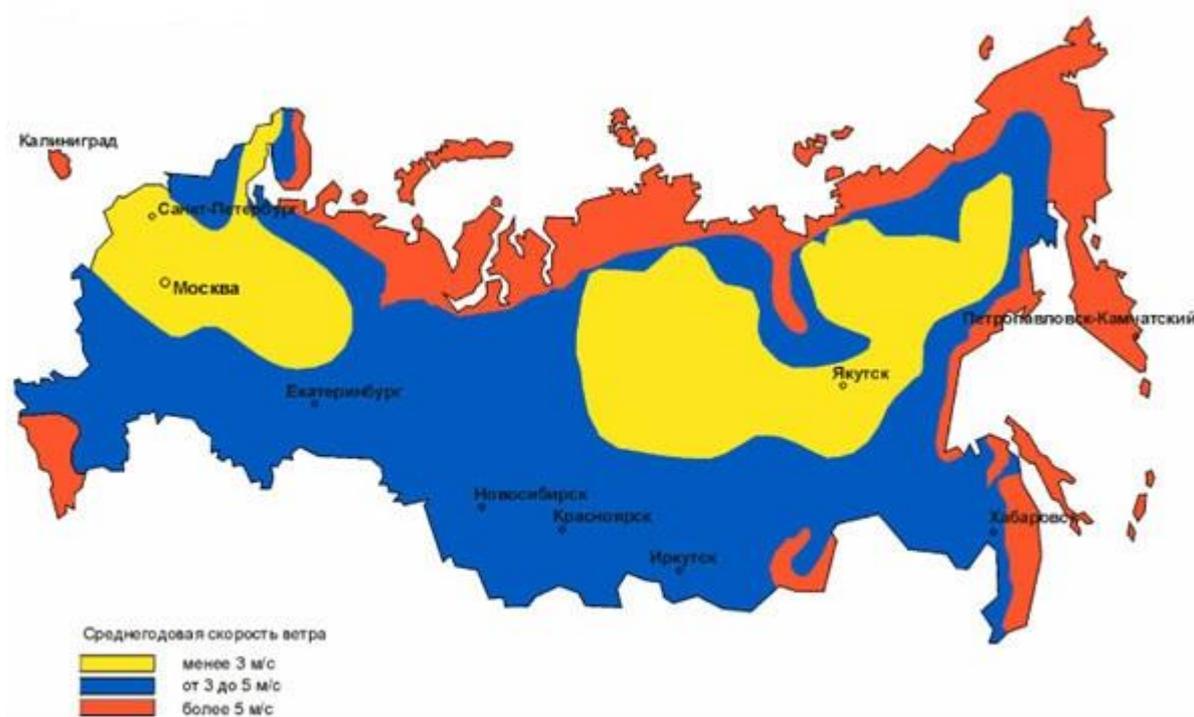


Рисунок 5 – Потенциал ветроэнергетики России

Приморский край относится к территориям с высокой эффективностью использования ветрогенерирующих установок [73]. Исходя из показателей ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергообеспечения имеются во всей прибрежной зоне[9].

1.3.2.2 Солнечная энергетика

Солнечная энергетика — направление альтернативной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде [75]. Солнечная энергетика использует возобновляемый источник энергии и так же, как и ветроэнергетика, является «экологически чистой», то есть не производящей вредных отходов во время активной фазы использования. Производство энергии с помощью солнечных электростанций хорошо согласовывается с концепцией распределенной генерации [7].

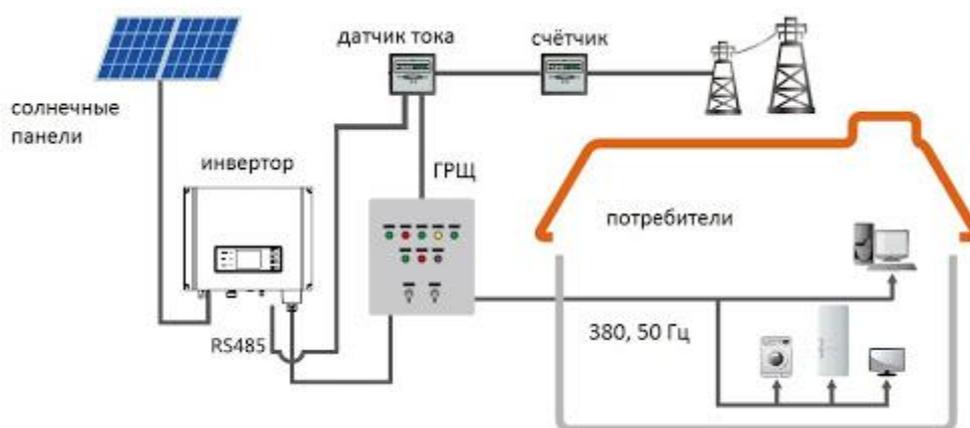


Рисунок 6 – Солнечная электростанция

Приморский край обладает наиболее высокими в ДФО значениями инсоляции, показатели нормальной солнечной иррадиации (DNI) в Приморье составляют 4-5 кВт·ч/м² [9].

Данный регион относится к регионам России, где целесообразно использовать солнечную энергию для целей энерго- и теплообеспечения. Число солнечных дней в среднем по Приморскому краю составляет 310, при продолжительности солнечного сияния более 2000 часов. Широта 43° позволяет получить максимум солнечной энергии среди прочих районов России.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ И СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Распределенная генерация – это производство электроэнергии, расположенное вблизи от потребителя. Источник распределенной генерации подключен непосредственно к распределительной электрической сети или на стороне балансовой принадлежности потребителя [15].

Объект РГ - электростанция, состоящая из одной или нескольких ГУ, подключаемая к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей электроэнергии на напряжении до 110 кВ включительно, максимально приближенная к узлу(-ам) электропотребления, работающая параллельно с электроэнергетической системой или в изолированном (автономном) и островном режимах, имеющая в точке общего присоединения суммарную установленную мощность не превышающую 25 МВт включительно, использующая для производства всех видов энергии любые первичные источники энергии, включая возобновляемые [17].

Параллельная работа с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть, позволяет объекту РГ работать в базе за счёт получения из энергосистемы пиковой мощности для электроснабжения потребителей и выдачи в энергосистему избытков мощности для повышения технико-экономических показателей работы объекта РГ [76,77].

Изолированный (автономный) режим работы обеспечивает электроснабжения потребителей, с учётом их графиков нагрузки, а также обеспечения ремонтного и аварийного резерва.

Островной режим работы это такой режим, когда объект РГ в нормальном режиме работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в распределительных сетях может быть выделен на электроснабжение энергорайона от объекта (-ов) РГ [4].

Наиболее известными среди технологий распределенной генерации энергии являются следующие технологии [22,36]:

1) Прямое сжигание твердого топлива (включая биомассу, уголь, твердые бытовые отходы (ТБО) для получения электрической и тепловой энергии, в том числе в теплофикационных паротурбинных установках (ПТУ). Наиболее эффективными здесь могут быть энергоустановки со сжиганием твердого топлива в циркулирующем кипящем слое и установки его газификации с получением синтез-газа и водорода, они в свою очередь в качестве топлива могут использоваться в газопоршневых двигателях (ГПД), газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установках, а также в топливных элементах (ТЭ) для получения электрической и тепловой энергии [78].

2) Технологии на природном газе, представленные множеством энергоустановок, в том числе ГПД, ГТУ, ПГУ, ТЭ. Наибольшее применение они получили для производства электрической и тепловой энергии [82].

3) Ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС), получившие наиболее широкое применение в малых распределенных системах электроснабжения потребителей [68].

4) Солнечная энергия, преобразуемая в электрическую в фотоэлектрических установках (ФЭУ) и солнечных электростанциях (СЭС), а в тепловую на станциях солнечного теплоснабжения (ССТ) [82].

5) Низкопотенциальное тепло, которое с помощью теплонасосных установок (ТНУ) может использоваться как для теплоснабжения, так и для холодоснабжения [87].

6) Атомные станции малой мощности (АСММ) могут быть полезны для отдаленных территорий как автономные источники электрической и тепловой энергии.

Кроме перечисленных технологий и установок перспективными представляются микротурбины, газопоршневые агрегаты, двигатели стирлинга, роторно-лопастные двигатели, накопители энергии (химические, инерционные, гравитационные и др.), чиллеры (аппарат для охлаждения воздуха) и т.п. [22].

Ежегодный рост ввода объектов РГ, подключаемых к распределительным электрическим сетям 6–110 кВ или к сетям электроснабжения промышленных

предприятий наблюдается во всех отраслях промышленности, сельского хозяйства, ЖКХ [38,39].

Основными причинами строительства объектов РГ предприятиями являются [57]:

- ограничение на подключение новых потребителей к существующим распределительным сетям при увеличении мощности присоединенной нагрузки;
- стремление снизить затраты на электроэнергию, включая затраты на передачу и распределение по распределительным сетям;
- необходимость обеспечения или повышения надежности электрообеспечения электроприемников потребителей [99,100].

Основными стимулами к внедрению распределенной генерации на стороне потребителя электроэнергии являются [60,61]:

1) Экономические мотивации, связанные с оптимизацией затрат на энергоснабжение объекта и топливно-энергетические ресурсы за счет снижения затрат на потребление электроэнергии в пиковые часы при параллельной работе собственной генерации, а также при применении накопителей энергии; повышения энергоэффективности за счет совместного производства тепловой и электрической энергии; возможности использования побочных продуктов производства и альтернативных видов топлива; возможности соответственного увеличения генерируемой мощности за счёт модульной структуры объектов РГ при расширении производства без значительных капиталовложений в сетевую инфраструктуру; исключения затрат на технологическое присоединение к электроэнергетической системе, особенно в условиях удаленности объекта и малых резервов сетевой инфраструктуры; снижения рисков и потерь от аварийных перерывов электроснабжения за счет повышения надежности системы электроснабжения, а также повышения энергобезопасности объекта генерации; возможности долгосрочного планирования производства за счёт большей предсказуемости затрат на энергоресурсы [49].

2) Технические мотивации, обусловленные повышением надёжности электроснабжения потребителей, снижение риска аварийных остановов производства; ограничением пиковых нагрузок и перегрузок сетевого электрооборудования (как следствие - увеличение срока службы и снижение риска аварийных отключений); повышением устойчивости системы электроснабжения; возможностью обеспечения параллельной и автономной работы РГ с ЦЭС, как следствие - возможность обеспечения энергией удаленных объектов и объектов в зонах с низким развитием сетевой инфраструктуры [15].

Системный эффект от применения распределенной генерации будет выше, если в совокупности с ней использовать накопители электрической энергии, что в итоге позволит увеличить надёжность электроснабжения, снизить потери электроэнергии в электрических сетях, сократить ущербы от системных аварий и перерывов электроснабжения потребителей [8,53].

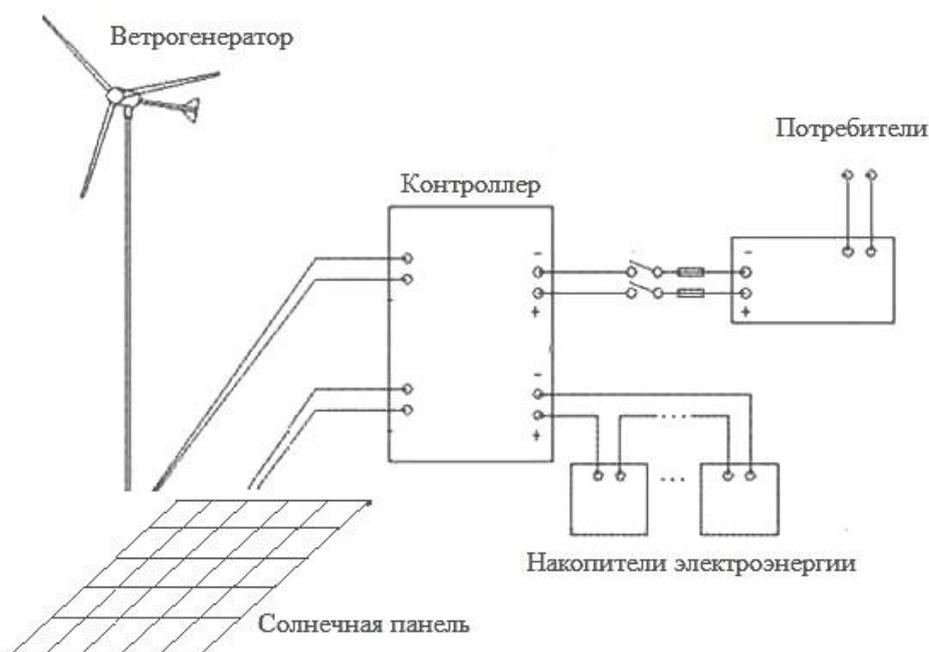


Рисунок 7 – Подключение накопителей электроэнергии к системе электроснабжения на базе ВИЭ

Развитие и эксплуатация систем РГ требует решения ряда серьезных инженерно-экономических задач, требующих специальной проработки. В первую

очередь необходим тщательный анализ ряда вариантов решений по затратам на энергоснабжение с учетом [40-43]:

- возможностей перехода потребителей в другую ценовую категорию;
- управления и оптимизации суточных и годовых графиков электропотребления;
- управления приобретением электроэнергии;
- необходимости существенного изменения схемно-режимных ситуаций электроснабжения с учетом особенностей технологического процесса производства потребителей;
- реализации задач активного энергосбережения [17].

Анализ и учет систем РГ при имеющихся даже на сегодняшний день технологиях и оборудовании позволит существенно снизить риски развития нарушения устойчивости и каскадного развития аварий, обеспечив необходимый или требуемый уровни надежности, живучести, безопасности и экономичности электроснабжения. Для эффективного применения технологий РГ требуется анализ вариантов возможных интегрированных систем, сочетающих несколько технологий «малой» энергетики в составе единого генерирующего комплекса, находящегося под единым управлением либо работающего по согласованному графику и представляемого в виде виртуальной электростанции [45,55].

Виртуальная электростанция – это высокотехнологичная система, которая агрегирует электроэнергию сразу от нескольких производителей и /или потребителей [5,85]. Можно сказать, что ВЭС фактически управляет поведением как производителей, так и потребителей. Производителями в данном случае могут выступать объекты распределенной генерации, солнечные панели, биогазовые станции, ветровые станции, когенерация (СНР), небольшие гидроустановки и т. п. Потребителями могут выступать потребители электроэнергии, владеющие холодильными установками, кондиционерами, теплицами, дренажными насосами, дробильными установками, прокатными станами, электролизерами и многим другим[6].



Рисунок 8 – Виртуальная электростанция

Для работы ВЭС необходимы интеллектуальные системы учета электроэнергии, коммуникация, а также специальное программное обеспечение, которое будет балансировать доступные источники электроэнергии, сглаживая пиковые нагрузки в системе [66].

Услуги виртуальных электростанций предоставляют как «традиционные» энергетические предприятия (Statkraft, RWE, E. ON, ABB, AGL Energy, AutoGrid Systems, Comverge и т. п.), ищущие новые бизнес-модели, так и независимые компании и даже стартапы из IT-сектора[86,89].

Виртуальная электростанция может решать сразу несколько задач, среди которых:

- оптимизация нормальных и аварийных режимов;
- стабилизация работы энергосистемы с детерминированными и стохастическими генераторами;
- гибкость в управлении производством энергии;
- способность согласования генерации с текущим уровнем потребления;
- интеграция различных типов генерирующих энергоисточников;
- задачи коммерческого назначения (продажа электроэнергии на оптовый рынок);
- задачи технического назначения (системные услуги по регулированию частоты и активной мощности, поддержание качества электроэнергии) [84].

Управление VPP осуществляется дистанционно через управляющую систему, которая принимает информацию о состоянии каждой энергоустановки

и передает на них управляющие сигналы. Она интегрирует технические и технологические решения по управлению спросом, электропотреблением и предложением распределенной генерации, оптимизируя график нагрузки с помощью программно-аппаратного комплекса, включающего управление интеллектуальной сетью средствами РЗиПА, потокораспределением, качеством электроэнергии, гибким ценообразованием и другими показателями, отражающими эффективность работы всей системы производства, преобразования, распределения и потребления электрической и тепловой энергии [85,86].

Таким образом, современный уровень развития технологий ВИЭ, систем РГ и накопления электроэнергии позволяет повысить эффективность функционирования автономных систем электроснабжения удаленных территорий [17,51].

Рассматриваемый район Приморского края подключен к единой энергетической системе России. Интеграция централизованной и распределенной генерации энергии вполне возможна, т.к. распределенные энергоисточники имеют возможность работать не только на отдельных потребителей, но и на общую сеть [50].

3 ВЫБОР ТИПОВ И ПАРАМЕТРОВ МАЛЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ИХ ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для развития электрических сетей Хасанского района принято решение использовать генерирующие установки на базе ВИЭ, а именно солнечные и ветровые электростанции.

Солнечная электростанция (СЭС) — инженерное сооружение, преобразующее солнечную радиацию в электрическую энергию. Способы преобразования солнечной радиации различны и зависят от конструкции электростанции [80].

Все солнечные электростанции подразделяют на несколько типов:

- СЭС башенного типа;
- СЭС тарельчатого типа;
- СЭС, использующие фотоэлектрические модули (фотобатареи);
- СЭС, использующие параболические концентраторы;
- Комбинированные СЭС;
- Аэростатные солнечные электростанции;
- Солнечно-вакуумные электростанции [18].

Работа башенных электростанций основана на принципе испарения воды под действием солнечной радиации. В качестве рабочего тела используется пар. Башня, расположенная в центре такой станции, имеет на вершине резервуар с водой, окрашенный в черный цвет для наилучшего поглощения видимого излучения и тепла. Кроме этого в башне имеется насосная группа, функция которой — доставлять воду в резервуар. Пар, температура которого превышает 500-700 °С, вращает турбогенератор, расположенный на территории станции [1,52].

Для максимального концентрирования солнечной радиации на вершине башни, вокруг нее устанавливают сотни гелиостатов, функция которых — направлять отраженное солнечное излучение точно на емкость с водой. Гелиостаты представляют собой закрепленные на опорах зеркала, оснащенные автоматической системой фокусировки. Площадь каждого зеркала может достигать десятков квадратных метров [10,14].

В Израиле, на территории пустыни Негев, ко концу 2017 года завершилось возведение башенной электростанции Megalim мощностью более 121 МВт. Высота башни составляет 240 метров (на момент строительства это самая высокая в мире солнечная башня), а вокруг нее будет расположено 50 тысяч гелиостатов, позиционироваться которые будут посредством управления через Wi-Fi. Температура пара в резервуаре будет достигать 540 °С. Проект стоимостью 773 миллиона долларов покрывает 1% потребностей Израиля в электроэнергии [10].

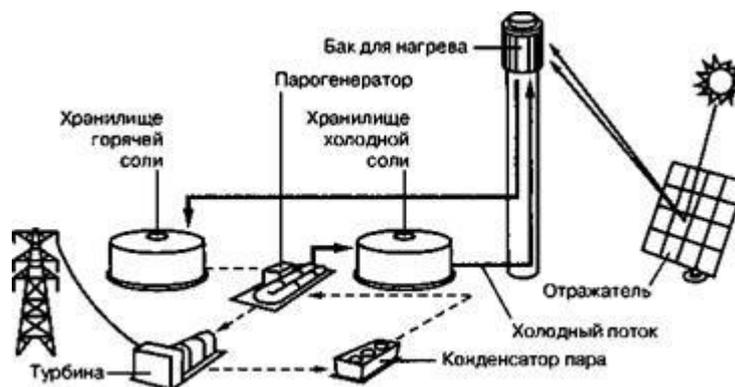


Рисунок 9 - СЭС башенного типа

СЭС тарельчатого типа имеют схожий с башенными электростанциями принцип работы, но имеет конструктивные отличия. Здесь используются отдельные модули, каждый из которых генерирует электричество. Модуль включает в себя и отражатель, и приемник. На опоре устанавливается параболическая сборка из зеркал, формирующая отражатель [81,64].

В фокусе параболоида расположен приемник. Отражатель состоит из десятков индивидуально настроенных зеркал. В данном случае, приемником может выступать двигатель Стирлинга, совмещенный с генератором, либо резервуар с водой, которая превращается в пар, а пар вращает турбину [79].

Компания Ripasso, Швеция, в 2015 году испытала в Южной Африке параболическую гелиотермальную установку с двигателем Стирлинга в фокусе. Отражатель установки представлял собой параболическое зеркало, состоящее из 96 частей, и общей площадью 104 квадратных метра. Электроустановка оказалась способной выдать потребителю 85 МВт-ч электроэнергии в год, КПД при этом составил 34% [].

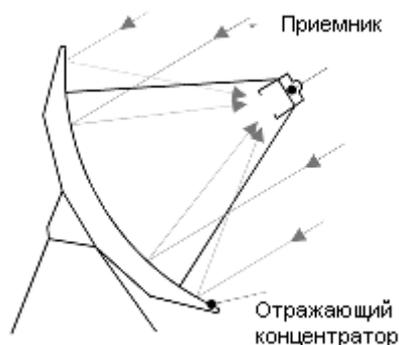


Рисунок 10 - СЭС тарельчатого типа

В Параболоцилиндрических концентраторных солнечных электростанциях теплоноситель нагревается сконцентрированным отраженным излучением. Зеркало в форме параболического цилиндра, имеющее длину до 50 метров, располагается в направлении север-юг, и вслед за движением солнца вращается. В фокусе зеркала закреплена трубка, по которой движется жидкий теплоноситель. После того, как теплоноситель достаточно разогрелся, в теплообменнике тепло передается воде, где пар вращает генератор [95,98].

На сегодняшний день параболоцилиндрические электростанции уступают как по рентабельности, так и по эффективности солнечным электростанциям башенного и тарельчатого типов [83].

Станции на базе фотоэлектрических модулей, солнечных батарей в наше время пользуются популярностью и получили широкое распространение в современном мире. Модули на базе кремниевых элементов широко применяют для электроснабжения небольших объектов. Промышленные же фотоэлектрические станции способны обеспечить электроснабжение небольших городов [].

Например в России, в 2015 году была запущена самая крупная фотоэлектрическая электростанция в стране. Солнечная электростанция имени Александра Влазнева, состоящая из 100000 солнечных панелей, общей мощностью 25 МВт. Занимаемая площадь составляет 80 гектаров. Мощности станции достаточно, чтобы обеспечить электроэнергией половину города Орска, включая предприятия и жилые дома [7].

Принцип действия данных станций состоит в преобразовании энергии фотонов света в кремниевой пластине в ток. Но кристаллический кремний, дающий КПД 24% - не единственный вариант. Технология непрерывно совершенствуется. Так, еще в 2013 году инженеры компании Sharp добились от индиево-галлий-арсенидного элемента КПД 44,4%, а применение фокусирующих линз позволяет добиться 46%.

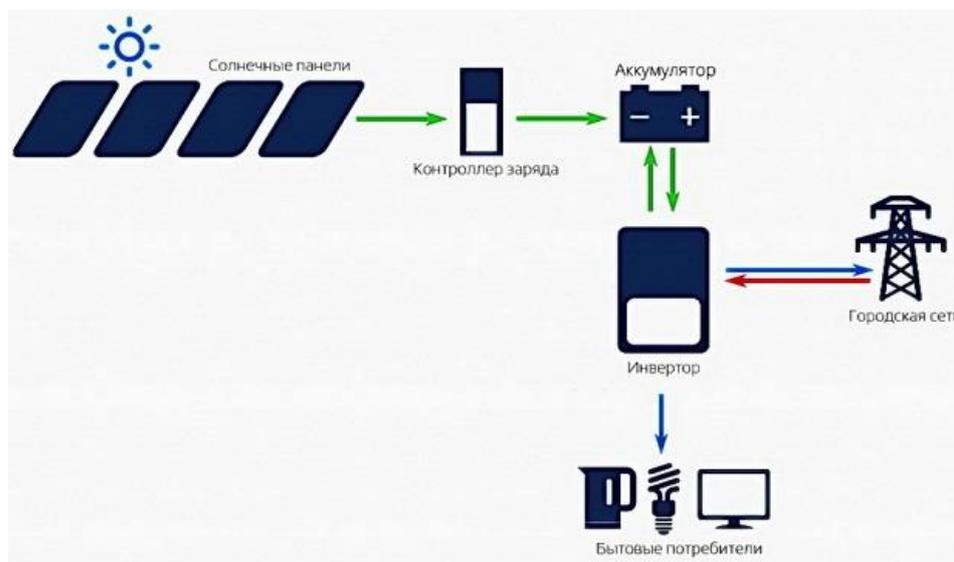


Рисунок 11 - СЭС, использующие фотоэлектрические модули

Солнечно-вакуумные электростанции являются абсолютно экологически безопасным типом солнечных станций. Принцип работы данной станции основан на использовании естественного потока воздуха, возникающего благодаря перепаду температур (воздух у поверхности земли разогревается, и устремляется вверх). Технология данной станции была запатентована во Франции, в 1929 году.

Сооружается оранжерея, представляющая собой накрытый стеклом участок земли. Из центра оранжереи выступает башня, высокая труба, в которой установлена турбина генератора. Солнце разогревает оранжерею, и воздух устремляясь через трубу вверх, вращает турбину. Тяга сохраняется постоянной, пока солнце разогревает воздух в закрытом стеклом объеме. Ночью воздух разогревается от поверхности земли, сохранившей тепло [49,83].

В 1982 году, в Испании, была построена экспериментальная станция такого типа. Парник имел диаметр 244 метра, а труба была 195 метров в высоту. Максимально развитая мощность получилась всего 50 кВт. В 2010 году в Китае завершили строительство солнечно-вакуумной станции, которая смогла дать 200 кВт. Она заняла площадь 277 гектаров [46].

В аэростатных солнечных электростанциях солнечные панели располагаются на высоте не менее 20 метров от поверхности земли. Это дает возможность избежать уменьшения интенсивности работы при наличии облачности. Коэффициент полезного действия у данных подстанций колеблется в пределах от 15 до 40 процентов. Весомым преимуществом таких систем является то, что стоимость их производства в несколько раз дешевле, чем стандартных панелей. Главная особенность аэростатных солнечных станций состоит в том, что они движутся одновременно с воздушным потоком, что практически полностью исключает возможность существенных ветровых потерь энергии, свойственных другим СЭС. Верхняя часть конструкции данных агрегатов сделана из прозрачной пленки с прочной металлической армировкой, в центре которой находится солнечный концентратор, оснащенный термопреобразователем. Он охлаждается или водородом (если в установке смонтирована система разложения воды), или гелием (при наличии датчиков, способных осуществлять передачу электрической энергии в дистанционном режиме). В одном дирижабле (аэростате) может находиться не только один, но и сразу несколько мощных модулей [10,14].

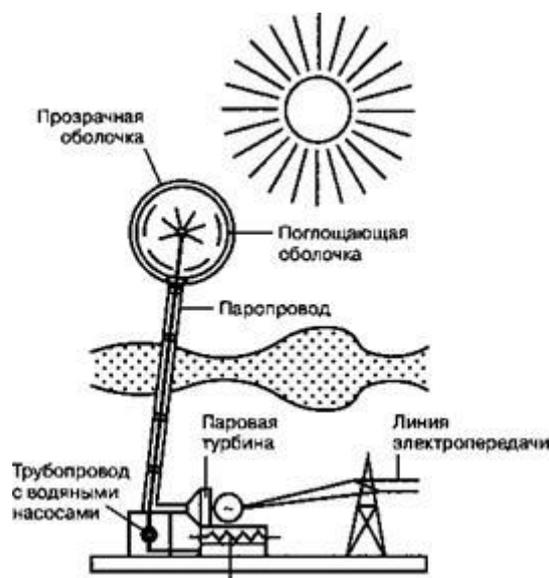


Рисунок 12 - Аэростатная солнечная электростанция

Для генерирования электрической энергии с использованием солнечного излучения в Хасанском районе, выбираем сетевые промышленные солнечные фотоэлектрические станции производства ООО «Рентехно» [19].

Компания Рентехно – это синтез мощного инженерно-проектировочного кластера, опирающегося в своей работе на множество собственных разработок и ноу-хау, и передовой производственной базы, имеющей огромный опыт строительно-монтажных работ и эксплуатации. Данной компанией успешно реализовать множество проектов строительства промышленных солнечных электростанций, суммарная мощность которых превосходит 100 МВт [19].

ООО «Рентехно» предлагает полное сопровождение проектов солнечной энергетики. Компания предоставляет следующие услуги:

1. Аудит будущего проекта — изучение всех имеющихся на начальном этапе материалов по проекту (документы на землю, данные о проведенных инженерных изысканиях, оценка возможности подключения к сетям, метеоданные и инсоляция)
2. Согласование требований к объекту (перечень основного оборудования или требования к нему, мощность будущей солнечной электростанции, стадийность строительства и ввода в эксплуатацию, перечень работ и услуг подрядчика и т.п.).

3. Подготовка коммерческого предложения и календарного плана выполнения работ.
4. Подготовка и анализ финансовой модели на основе полученного коммерческого предложения.
5. Подписание договора генерального подряда.
6. Сбор предпроектных данных.
7. Работа по получению Технических условий на подключение объекта к сети.
8. Разработка и согласование рабочего проекта.
9. Получение необходимых разрешений для начала строительных работ.
10. Поставка оборудования.
11. Строительно-монтажные работы.
12. Техническая приемка объекта на соответствие проектной документации.
13. Подключение солнечной электростанции к сетям.
14. Пусконаладочные работы и опытная эксплуатация.
15. Оформление лицензий и «зеленого» тарифа.
16. Эксплуатация и мониторинг.
17. Сервисное обслуживание [19].

Выбор мощности электрических станций и их количества будет произведен при последующем уточнении оптимального размещения в электрической сети Хасанского района [9].

Ветровая электростанция — это несколько ВЭУ, собранных в одном или нескольких местах и объединённых в единую сеть. Крупные ветровые электростанции могут состоять из 100 и более ветрогенераторов. Иногда ветровые электростанции называют «ветровыми фермами» (от англ. Wind farm) [20,35].

Принцип действия всех ветроустановок построен следующим образом: под напором ветра вращается ветроколесо с лопастями, передавая крутящий момент через систему передач вала генератора, вырабатывающего электроэнергию [61].

Существуют две принципиально разные конструкции ветроэнергетических установок (ВЭУ): с горизонтальной и вертикальной осью вращения [97].

Конструктивная схема ВЭУ с горизонтальной осью приведена на рисунке 13. Данный тип ветроустановок является наиболее распространенным. Ветрогенератор такого типа имеет две-три лопасти, установленные на вершине установки. Количество лопастей в колесе мельницы варьируют от одной до пятидесяти. Ветряки с большим количеством лопастей обычно работают при низких скоростях вращения, в отличие от ветряков с малым количеством лопастей (две-три), которые должны вращаться с высокой скоростью, чтобы максимально "охватить" ветровые потоки, проходящие через площадь ротора. Как показывает практика, эффективность работы ветрогенератора зависит от количества лопастей ротора: чем меньше, тем эффективнее. Ветроколеса с малым количеством лопастей имеют больший КПД, чем с большим, так как в таком случае лопасти препятствуют друг другу. Усовершенствование идет по пути увеличения размеров лопастей, улучшения технико-экономических показателей энергетического оборудования и электронного управления, использования композитных материалов и применения более высоких башен. При мощности ВЭУ 2,5 МВт диаметр лопастей ветроколеса достигает 80 м, а высота башни более 80 м[69,70].

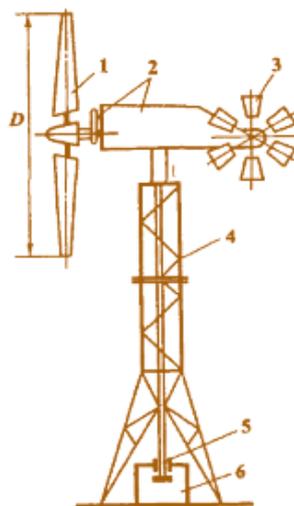


Рисунок 13 - Конструктивная схема ВЭУ с горизонтальной осью вращения: 1 – рабочая лопасть; 2 – трансмиссия; 3 – виндроза; 4 – башня; 5 – вал отбора мощности; 6 – электрогенератор

Электростанция с вертикальным ветрогенератором имеют преимущества перед установками с горизонтальной осью, которые состоят в том, что исчезает

необходимость в устройствах для ориентации на ветер, упрощается конструкция и снижаются гироскопические нагрузки, обуславливающие дополнительные напряжения в лопастях, системе передачи и других элементах установки, появляется возможность установки редуктора с генератором в основании башни[71].

Вертикально-осевые ветротурбины, как правило, менее эффективны, чем горизонтально-осевые ветротурбины, по следующим причинам: лопасть испытывает сопротивление при вращении, т.к. на части траектории она должна двигаться противоположно направлению ветра; они часто устанавливаются на более низкой высоте, где скорость ветра меньше; вертикально-осевые ветротурбины имеют проблемы, связанные с вибрацией, например, шум и более быстрый износ и разрыв опорной конструкции (так как воздушный поток имеет большую турбулентность на низкой высоте); нагрузка на электрогенератор от массы ветротурбины, если она установлена на одном валу с электрогенератором [38].

Конструктивная схема ВЭУ с вертикальной осью вращения приведена на рисунке 14.

Важным параметром ветроколеса является быстроходность. Быстроходность — это отношение линейной скорости лопасти к скорости ветра. У ветротурбин, использующих силу давления ветра, быстроходность всегда меньше 1. К таким ветротурбинам относятся карусельные, чашечные и другие аналогичные типы ветротурбин. Ротор Савониуса имеет быстроходность немного больше единицы потому, что кроме силы давления ветра в нем используется еще и реактивная сила. У ветротурбин, использующих подъемную силу крыла, скорость лопасти больше скорости ветра [72].

Мощность ветротурбины зависит от скорости ветра, площади ометаемой поверхности и эффективности ветротурбины.

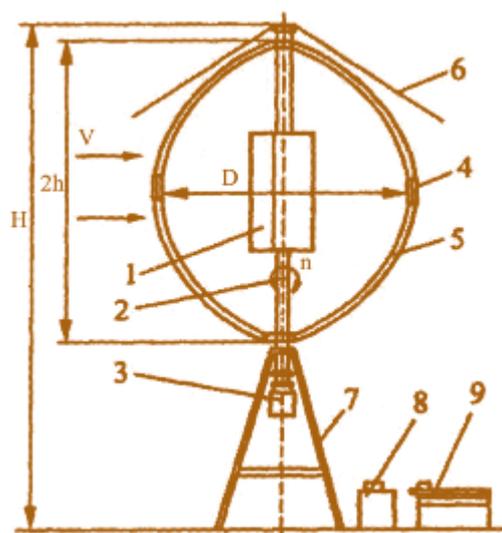


Рисунок 14 - Конструктивная схема ВЭУ с вертикальной осью вращения:
 1 – стартер (ротор Савониуса); 2 – вал; 3 – электрогенератор; 4 – тормозное устройство; 5 – рабочая лопасть; 6 – растяжки; 7 – рама; 8 – преобразователь напряжения; 9 – аккумулятор; V – скорость ветра; H – высота ветроустановки; h – половина высоты рабочей лопасти; n – скорость вращения рабочей лопасти; D – диаметр развертки лопастей

Основными недостатками ВЭС являются непостоянная и неравномерная выработка электроэнергии как в разрезе суток, так и по сезонам года, что связано с наличием ветра и его скоростью, а также использование значительных площадей земельных ресурсов [62].

Для генерирования электрической энергии с использованием энергии ветра в Хасанском районе, выбираем ветроэнергетические установки 2В6 производства компании «2-В Energy», номинальной мощностью 6 МВт [13,35].

2-В Energy представляет и коммерциализирует на глобальном уровне концепцию морской ветряной электростанции со значительно более низкой стоимостью произведенной энергии. Основная цель: снижение затрат на электроэнергию и снижение рисков за счет комплексного подхода к проектированию компонентов электростанции, где ветряная турбина является центральной частью. Год основания компании 2001.

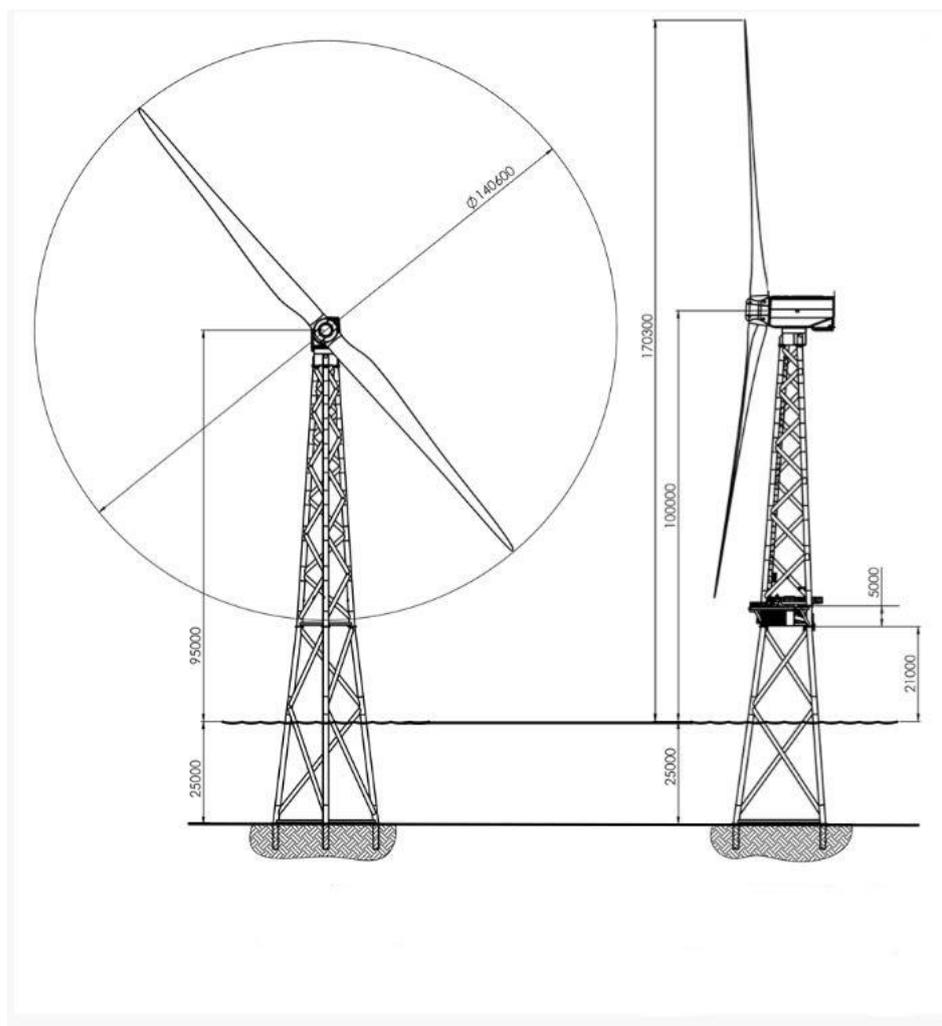


Рисунок 15 - Ветроэнергетическая установка 2В6

Далее, необходимо выбрать оптимальное размещение малых электростанций в электрических сетях Хасанского района [65].

Для возможности подключения ожидаемой нагрузки, общей мощностью 71,1 МВт, необходимо разместить 3 электрические станции, мощностью до 25 МВт каждая, как можно ближе к потребителю. Основная часть нагрузки сосредоточена вблизи ПС Славянка, ПС Краскино и ПС Троица. Вблизи ПС Славянка и ПС Троица будут построены ветровые электростанции, т.к. они расположены в прибрежной зоне, где есть возможность максимально использовать ветровой потенциал региона. Вблизи ПС Троица будет построена солнечная электростанция [59].

Карта схема размещения малых электростанций в электрических сетях приведена на рисунке 16.

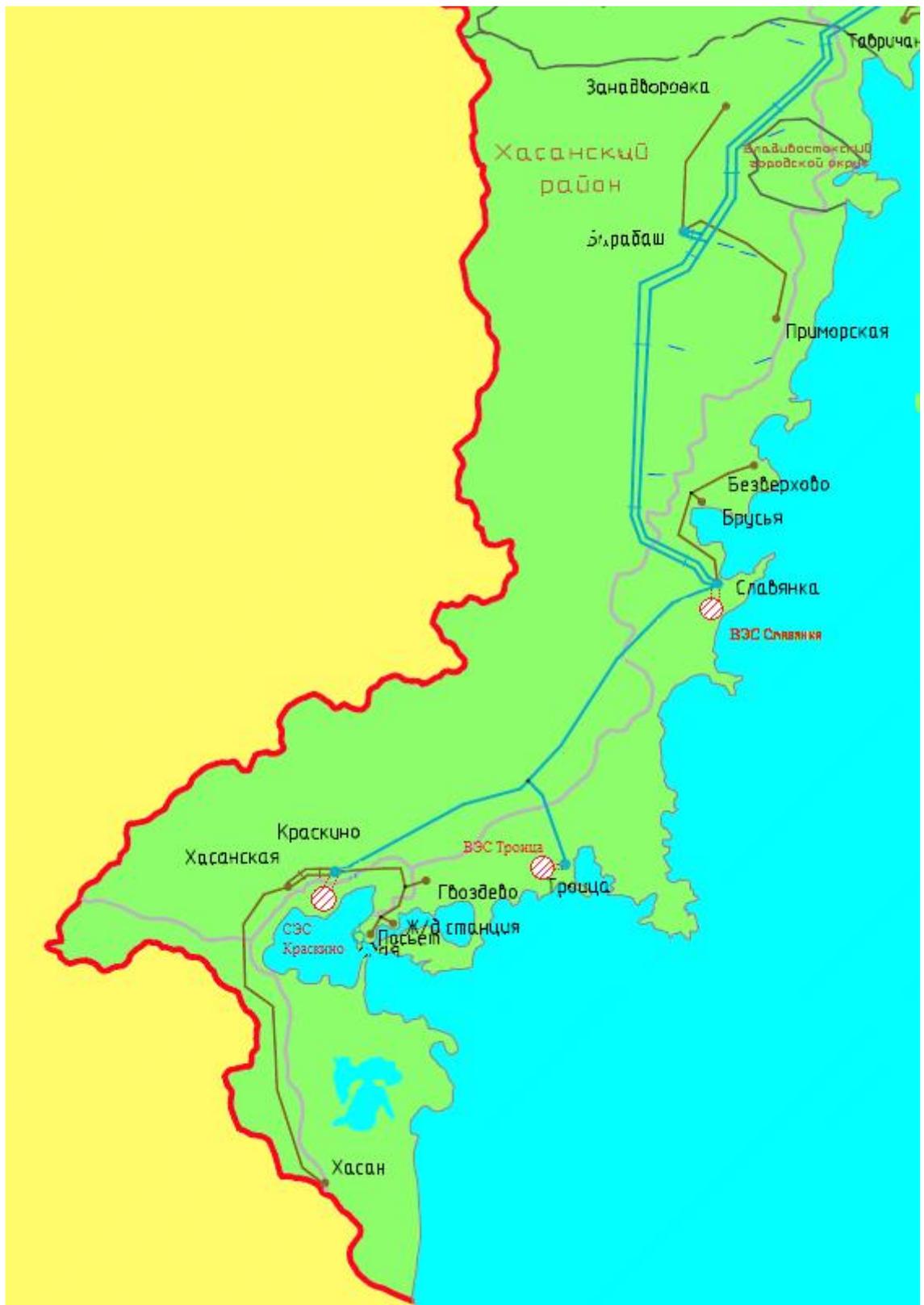


Рисунок 16 – Карта-схема размещения малых электростанций

Рассмотрим варианты подключения малых электростанций к электрической сети с выдачей мощности на разные напряжения.

Первый вариант подразумевает размещение двух ветроэлектростанций, мощностью по 24 МВт каждая, в районе ПС Славянка и ПС Троица, с выдачей мощности на напряжение 110 кВ. А также размещение солнечной электростанции, мощностью 25 МВт в районе ПС Краскино, с выдачей мощности на напряжение 110 кВ.

Второй вариант подразумевает размещение ветроэлектростанции, мощностью 24 МВт, в районе ПС Славянка с выдачей мощности на напряжение 10 кВ; размещение ветроэлектростанции, мощностью 24 МВт, в районе ПС Троица, с выдачей мощности на напряжение 110 кВ; размещение солнечной электростанции, мощностью 25 МВт в районе ПС Краскино, с выдачей мощности на напряжение 10 кВ.

Третий вариант подразумевает размещение ветроэлектростанции, мощностью 24 МВт, в районе ПС Славянка с выдачей мощности на напряжение 35 кВ; размещение ветроэлектростанции, мощностью 24 МВт, в районе ПС Троица, с выдачей мощности на напряжение 110 кВ; размещение солнечной электростанции, мощностью 25 МВт в районе ПС Краскино, с выдачей мощности на напряжение 35 кВ.

Для выбора оптимального варианта подключения малых электростанций произведем расчет и анализ режимов электрической сети [64].

Для расчёта режимов существующей сети будем использовать ПВК «RastrWin3». Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи [23]:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Моделирование существующего участка электрической сети осуществлялось во второй части комплексной выпускной квалификационной работы.

Результаты расчета представлены на листе графической части №1.

Для более точного расчёта необходимо произвести пересчёт активного сопротивления ЛЭП для зимнего режима. Средняя температура для января 2019 года составила – 12,6 °С, а для июля 2019 года 21,4 °С.

Сопротивление линии уточняется по выражению:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T(t - 20)], \quad (1)$$

где r_0 – удельно сопротивление провода при температуре 20 °С, Ом/км;

α_T – температурный коэффициент, 1/°С, равный 0,004 для

сталеалюминевых проводов;

t – температура провода, °С

Пример пересчёта удельного активного сопротивления для провода АС-240.

$$r_{0,t} = 0,12 \cdot [1 + 0,004(-12,6 - 20)] = 0,104 \text{ Ом/км.}$$

Результаты по расчёту удельных активных сопротивлений для других сечений сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Удельное активное сопротивление

Марка и сечение провода	r_0 , Ом/км	$r_{0,t}$, Ом/км
АС-95	0,306	0,255
АС-120	0,249	0,209
АС-150	0,198	0,166
АС-185	0,162	0,136
АС-240	0,12	0,104
АС-300	0,106	0,089
АС-400	0,075	0,063

Произведем моделирование участка действующей электрической сети для варианта 1. Линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П –

образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Результаты расчёта режима электрической сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведены ниже.

Заполненные таблицы «Узлы» и «Ветви» в ПВК RastrWin3 приведены в приложении А.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия оптимальной загрузки $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. Загрузка ЛЭП в нормальном режиме для варианта 1 представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Токовая нагрузка ЛЭП для нормального режима варианта 1

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	177,21	390	45,44
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	122,40	390	31,39
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	122,40	390	31,38
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	103,83	390	26,62
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	103,74	390	26,60
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	96,90	390	25,00
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	95,62	390	24,52
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	53,43	390	13,70
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	40,43	390	10,37
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	38,87	390	9,97
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	17,76	210	8,46
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	25,43	330	7,71
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	25,59	390	6,56
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	17,76	390	4,55
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	13,69	330	4,15
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	15,79	390	4,05
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	15,69	390	4,02
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	8,49	390	2,18

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,49	390	2,18
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	7,91	390	2,03
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	3,50	390	0,90
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	1,58	210	0,75

Для проверки соответствия рассматриваемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать: для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, авто-трансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок [64].

В качестве послеаварийного режима рассмотрим режим при отключении ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка. Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме для варианта 1 представлена в таблице 6. Схема нормального режима варианта 1 представлена на рисунке 17. Схема послеаварийного режима варианта 1 представлена на рисунке 18.

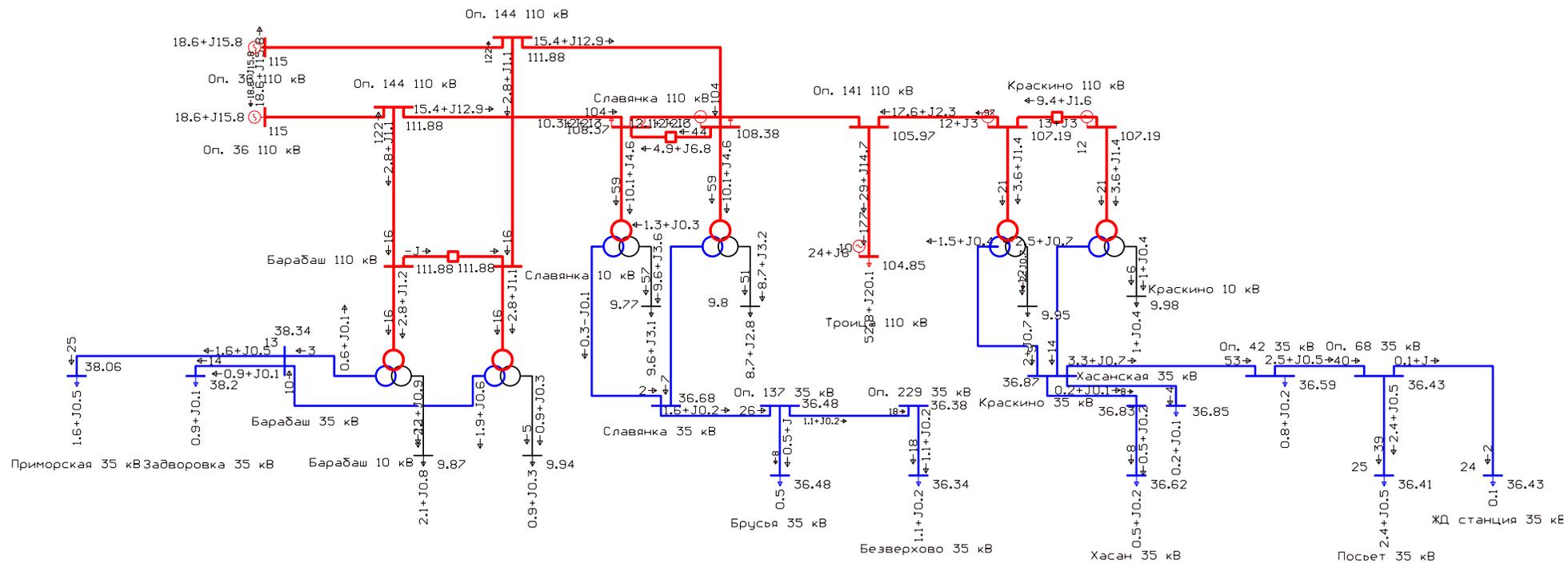


Рисунок 17 – Схема нормального режима варианта 1

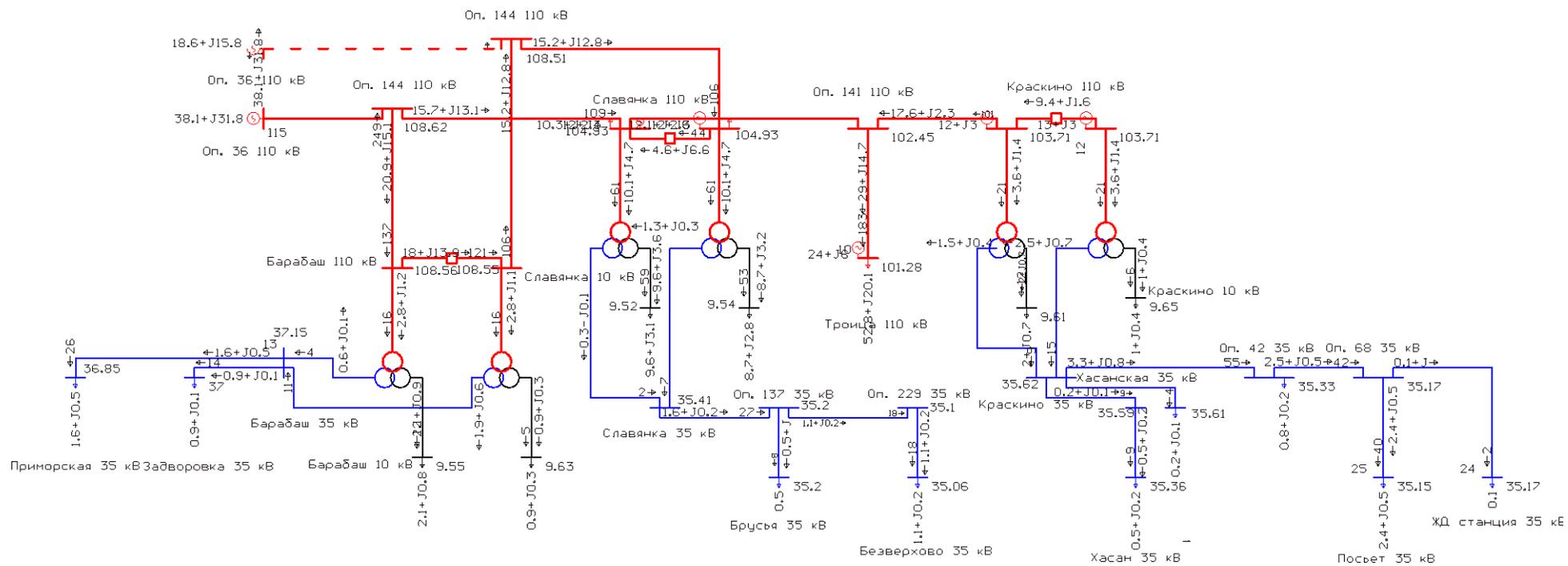


Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП для послеаварийного режима варианта 1

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	249,04	390	63,86
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	183,41	390	47,03
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	136,83	390	35,09
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	108,88	390	27,92
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	105,57	390	27,08
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	105,57	390	27,07
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	100,21	390	25,84
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	98,74	390	25,32
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	55,34	390	14,19
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	41,88	390	10,74
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	40,27	390	10,33
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	18,41	210	8,77
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	26,26	330	7,96
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	26,52	390	6,80
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	18,41	390	4,72
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	14,13	330	4,28
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	8,79	390	2,25
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,79	390	2,25
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	8,20	390	2,10
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	3,63	390	0,93
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	1,64	210	0,78
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	0,00	390	0,00

По результатам расчета послеаварийного режима можно сделать вывод о том, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах. Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но ток не выходит за рамки длительно допустимого. Из результатов расчета установившихся режимов существующей сети видно, что уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах по условиям соблюдения статической устойчивости и надежной работы изоляции.

Произведем аналогичные расчеты для вариантов 2 и 3. Результаты расчетов приведены ниже.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП для нормального режима варианта 2

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	178,21	390	45,70
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	124,30	390	31,87
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	124,30	390	31,87
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	111,21	390	28,51
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	105,74	390	27,11
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	105,63	390	27,08
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	95,98	390	24,61
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	52,42	390	13,44
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	39,66	390	10,17
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	38,13	390	9,78
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	17,20	390	8,19
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	25,45	210	7,71
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	24,78	330	6,35
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	17,20	390	4,41
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	13,70	390	4,15
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	15,81	330	4,05
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	15,69	390	4,02
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,33	390	2,14
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	8,33	390	2,14
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	7,66	390	1,97
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	3,44	210	0,88
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	1,55	390	0,74

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП для послеаварийного режима варианта 2

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	253,40	390	64,97
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	184,75	390	47,37
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	138,91	390	35,62
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	116,16	390	29,78
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	111,11	390	28,49
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	107,74	390	27,64
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	107,74	390	27,62
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	99,44	390	25,50
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	54,37	390	13,94
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	41,14	390	10,55
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	39,55	390	10,14
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	17,80	210	8,47
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	26,30	330	7,97
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	25,63	390	6,57

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	17,80	390	4,56
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	14,15	330	4,29
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	8,64	390	2,21
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,64	390	2,21
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	7,93	390	2,03
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	3,56	390	0,91
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	1,61	210	0,77
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	0,00	390	0,00

По результатам расчета режимов варианта 2 уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах по условиям соблюдения статической устойчивости и надежной работы изоляции. Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого.

Схема нормального режима варианта 2 представлена на рисунке 19. Схема послеаварийного режима варианта 2 представлена на рисунке 20.

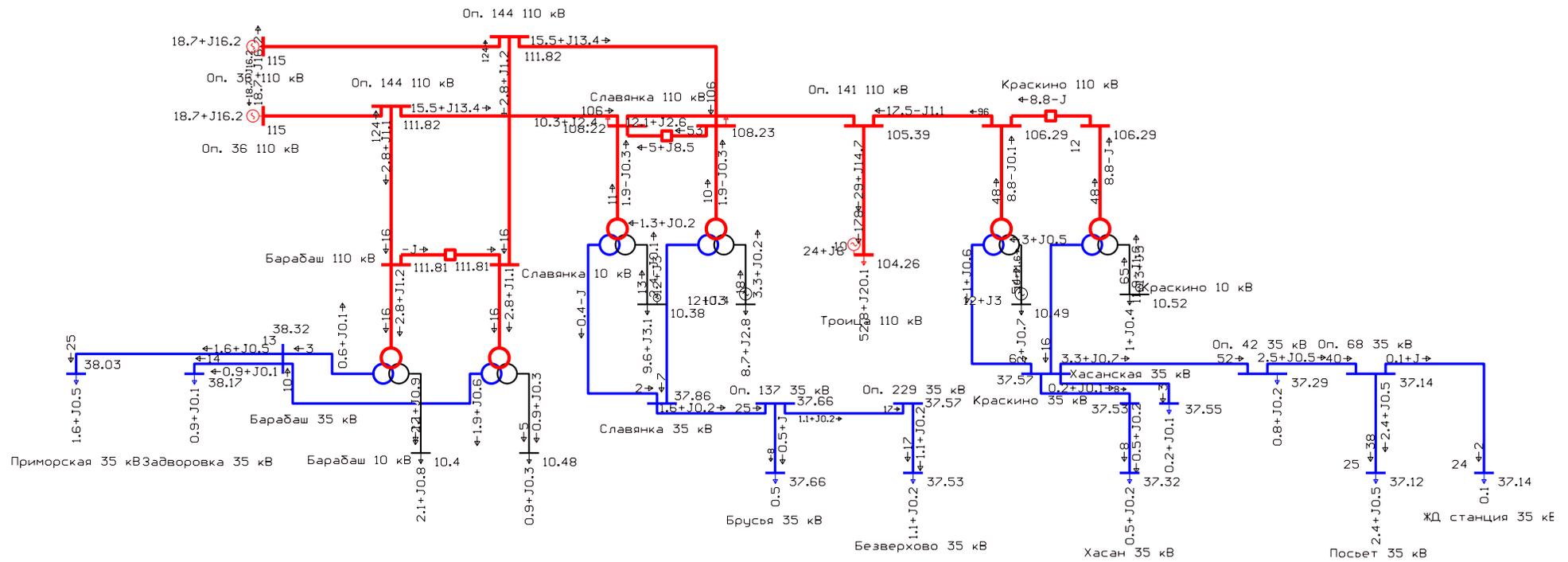


Рисунок 19 – Схема нормального режима варианта 2

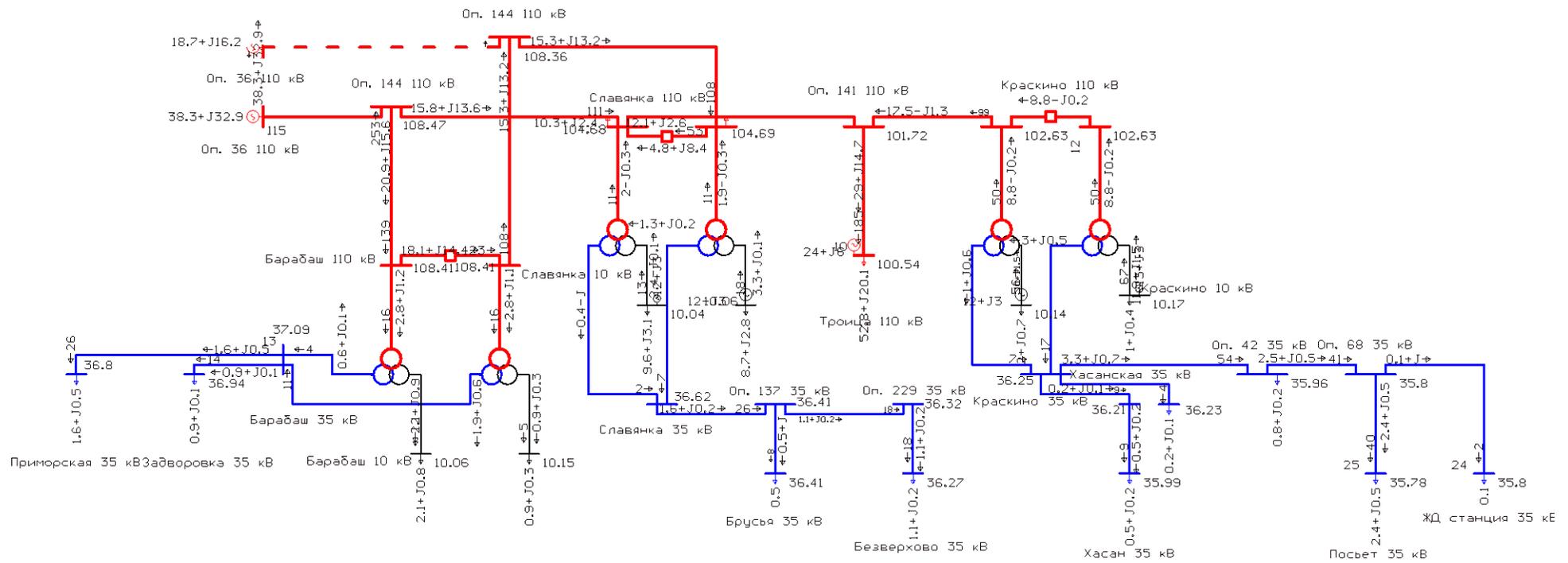


Рисунок 20 – Схема послеаварийного режима варианта 2

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП для нормального режима варианта 3

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	177,58	390	45,53
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	122,58	390	31,43
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	122,57	390	31,43
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	104,01	390	26,67
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	103,90	390	26,64
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	103,21	390	26,46
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	95,59	390	24,57
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	51,33	390	13,16
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	38,83	390	9,96
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	37,34	390	9,57
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	17,18	390	8,18
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	25,43	210	7,71
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	24,75	330	6,35
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	17,18	390	4,41
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	13,69	390	4,15
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	15,79	330	4,05
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	15,69	390	4,02
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,16	390	2,09
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	8,16	390	2,09
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	7,66	390	1,96
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	3,37	210	0,86
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	1,52	390	0,72

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП для послеаварийного режима варианта 3

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	249,37	390	63,94
Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ	183,83	390	47,13
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	137,02	390	35,13
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	109,04	390	27,96
Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ	107,09	390	27,46
Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ	105,72	390	27,12
Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ	105,72	390	27,11
Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ	98,80	390	25,39
Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ	53,04	390	13,60
Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	40,14	390	10,29
Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	38,59	390	9,90
Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ	17,76	210	8,46
Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ	26,26	330	7,96
Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ	25,58	390	6,56

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ	17,76	390	4,55
Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ	14,13	330	4,28
Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ	8,43	390	2,16
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	8,43	390	2,16
Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ	7,91	390	2,03
Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ	3,48	390	0,89
Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ	1,57	210	0,75
Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ	0,00	390	0,00

По результатам расчета режимов варианта 3 уровни напряжения в сети также находятся в допустимых пределах по условиям соблюдения статической устойчивости и надежной работы изоляции. Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого.

Схема нормального режима варианта 3 представлена на рисунке 21. Схема послеаварийного режима варианта 3 представлена на рисунке 22.

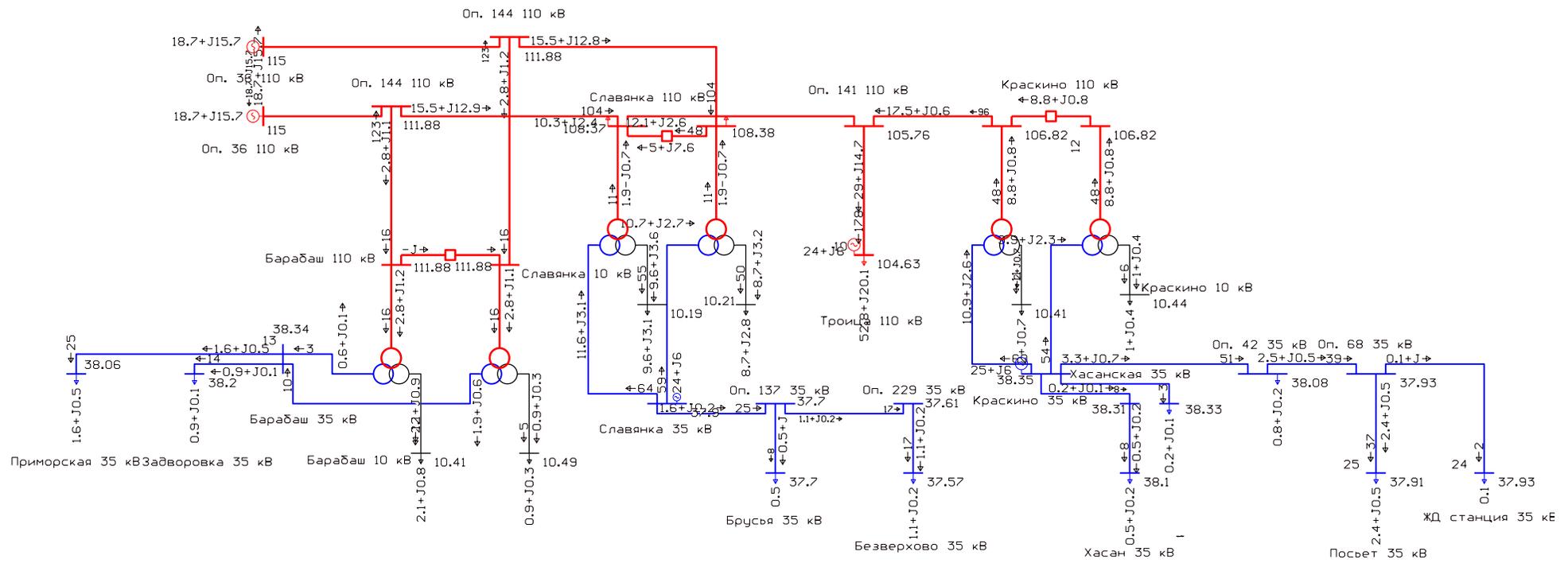


Рисунок 21 – Схема нормального режима варианта 3

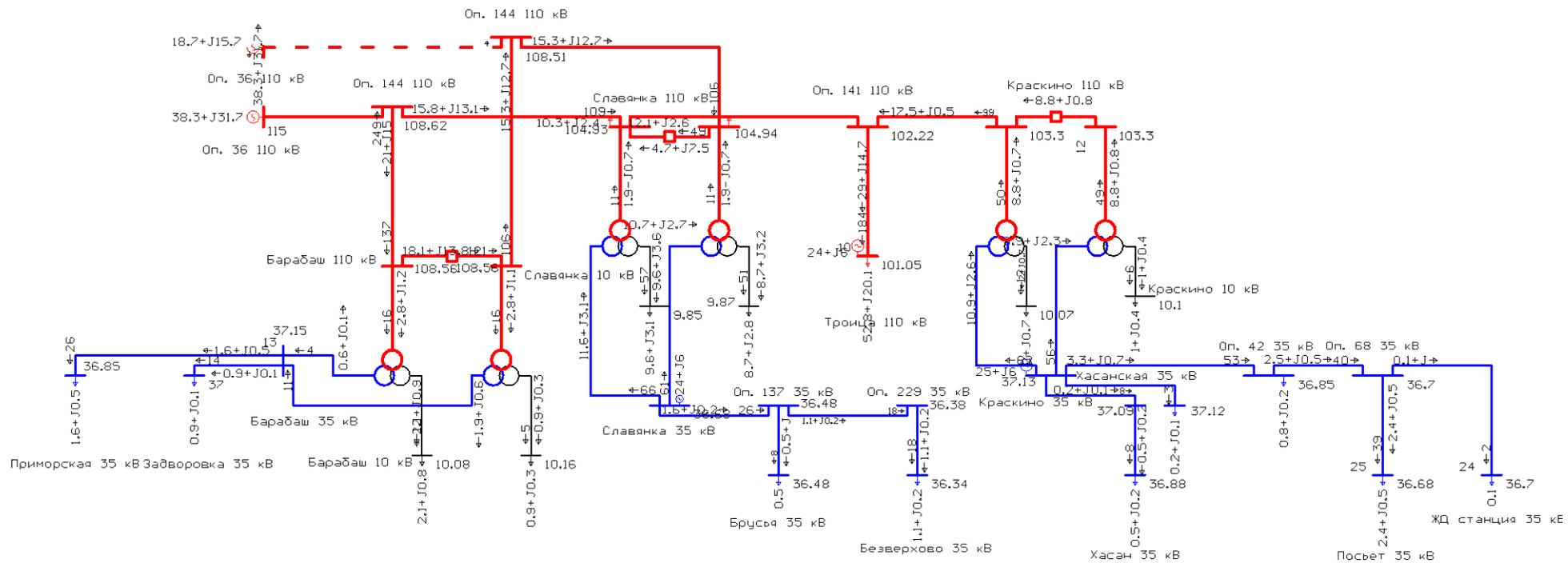


Рисунок 22 – Схема послеаварийного режима варианта 3

Проанализировав результаты расчета нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для трех сравниваемых вариантов подключения малых электростанций, делаем вывод о том, что значения уровней напряжения электрической сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах при всех вариантах подключения [30].

На основании данного сравнения некорректно делать выбор оптимального варианта подключения малых электростанций, ввиду того что результаты расчета режимов не имеют существенных отличий [37].

Произведем сравнение вариантов подключения малых электростанций по суммарным полным потерям в электроэнергетических сетях.

Таблица 11 – Потери активной мощности

Потери активной мощности, МВт			Режим
Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3	
2,6	2,78	2,78	Нормальный режим
3,45	3,69	3,65	Послеаварийный режим

Структурный анализ потерь в нормальном режиме для рассматриваемых вариантов развития электрических сетей приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Структурный анализ потерь в нормальном режиме

Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери, МВт	Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в Трансформаторах, МВт
Вариант 1				
2,6	2,14	2	0,14	0,46
Вариант 2				
2,78	2,32	2,11	0,21	0,46
Вариант 3				
2,78	2,32	2,03	0,3	0,46

К дальнейшей технической проработке выбираем вариант 1, т.к. данный вариант развития электрической сети имеет наименьшее суммарное значение потерь по сравнению с другими вариантами развития.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ОБЪЕКТАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

4.1 Выбор числа и мощности электрических установок

Проектируемая солнечная электростанция в районе ПС Краскино, мощностью 25 МВт, для производства электрической энергии будет использовать фотоэлектрические модули. На данной станции планируется установить 83 000 солнечных панелей, мощностью 300 Вт каждая. Площадь размещения панелей: 168 700 м² [21].

При производстве данных панелей используется технология Half-Cut, которая увеличивает производительность и долговечность ячейки. Данные солнечные панели имеют сертификаты соответствия международным стандартам IEC, CE и др. Усиленная 35 мм рама и 3,2 мм закаленное стекло позволяют выдерживать высокую снеговую нагрузку до 5400 Па, ветровую нагрузку до 2400 Па [].

Для преобразования постоянного напряжения от солнечных панелей в переменное напряжение с требуемыми значениями частоты, на электрической станции будут установлены сетевые инверторы. В общей сложности планируется установить 250 сетевых солнечных инверторов, номинальной мощностью по 100 кВт каждый [38,39].

Проектируемые ветровая электростанция в районе ПС Славянка и ветровая электростанция в районе ПС Троица, мощностью по 24 МВт каждая, будут иметь одинаковое исполнение. Для производства электрической энергии будут использоваться 4 ветровые турбины, номинальной мощностью 6 МВт [59].

Таблица 13 – Технические характеристики ветроэнергетической установки

Номинальная мощность 2-В Energy 2В6	6 МВт
Начальная скорость ветра	3 м/с
Диаметр ротора	140,6 м
Количество лопастей	2 шт
Высота ступицы	100 м

4.2 Выбор главной схемы

Главная схема электрических соединений электростанции - это совокупность основного электрооборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. Д [28].

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы: 1) значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы; 2) положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей; 3) категория потребителей по степени надежности электроснабжения; 4) перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети [32].

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов КЗ. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств. Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам [29]:

- 1) надежность электроснабжения потребителей;
- 2) приспособленность к проведению ремонтных работ;
- 3) оперативная гибкость электрической схемы;
- 4) экономическая целесообразность.

Выбираем на стороне 110 кВ схему №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» для солнечной электростанции «Краскино», ветровой электростанции «Славянка» и ветровой электростанции «Троица» [31,33].

Данная схема применяется на напряжение 35–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции шин [87].

Выбранные схемы электрических станции упрощённо представлены на рисунках 23-25.

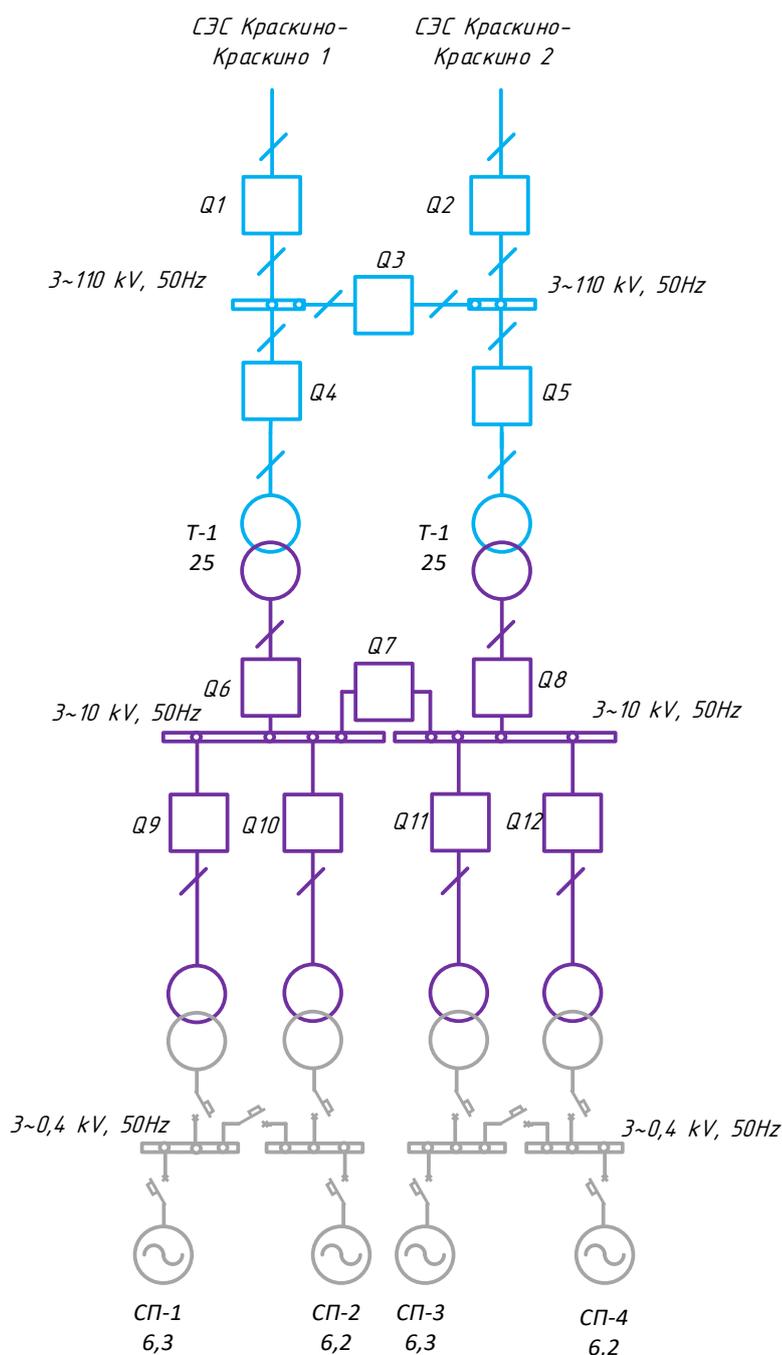
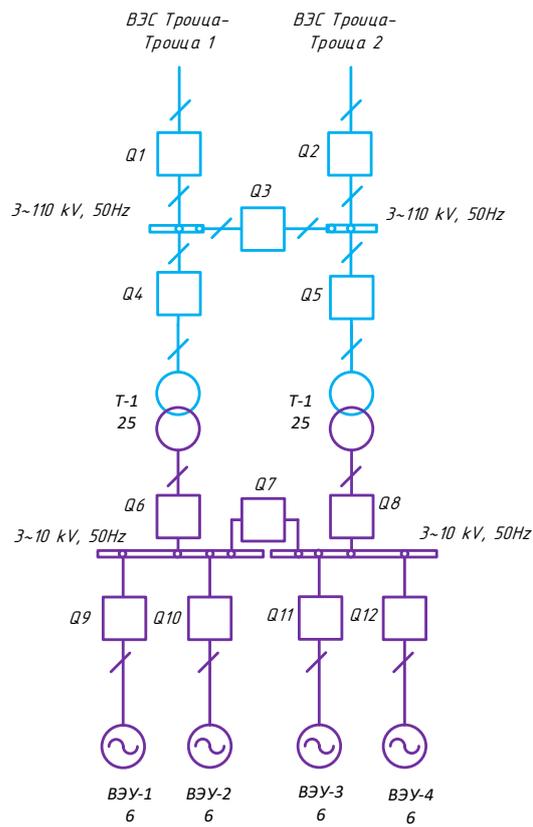
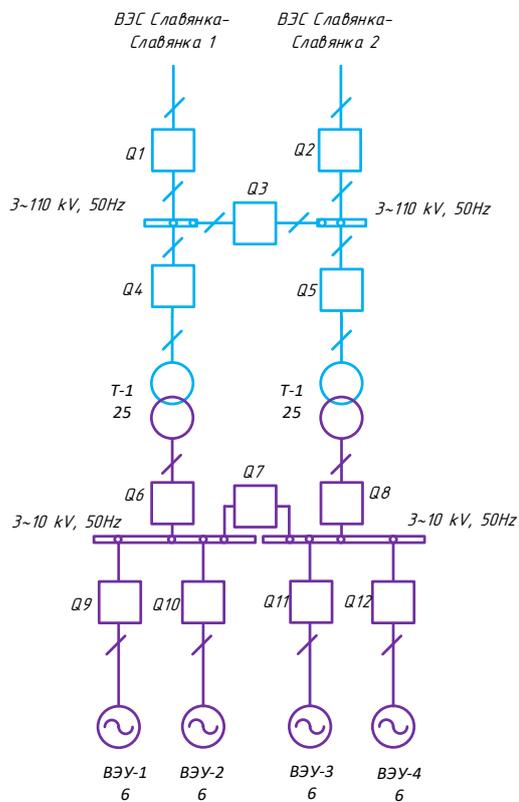


Рисунок 23 – Схема РУ СЭС «Краскино»



ВЭС «Троица»

Рисунок 24 – Схема РУ ВЭС «Троица»



ВЭС «Славянка»

Рисунок 25 – Схема РУ ВЭС «Славянка»

После выбора числа и мощности генераторов необходимо выбрать высоковольтное оборудование электрических станций. Для выбора и проверки оборудования произведен расчет токов короткого замыкания.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах РУ 110 кВ ПС Славянка, РУ 110 кВ ПС Троица, РУ 110 кВ ПС Краскино. Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ [26]:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания [25,27].

Перечисленные допущения приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания, но погрешность не превышает 10 %, что принято считать допустимым [26].

Расчет токов короткого замыкания будем производить в программном комплексе RastrWin3.

Схема замещения прямой последовательности с указанием точек для расчета короткого замыкания приведена на рисунке 26.

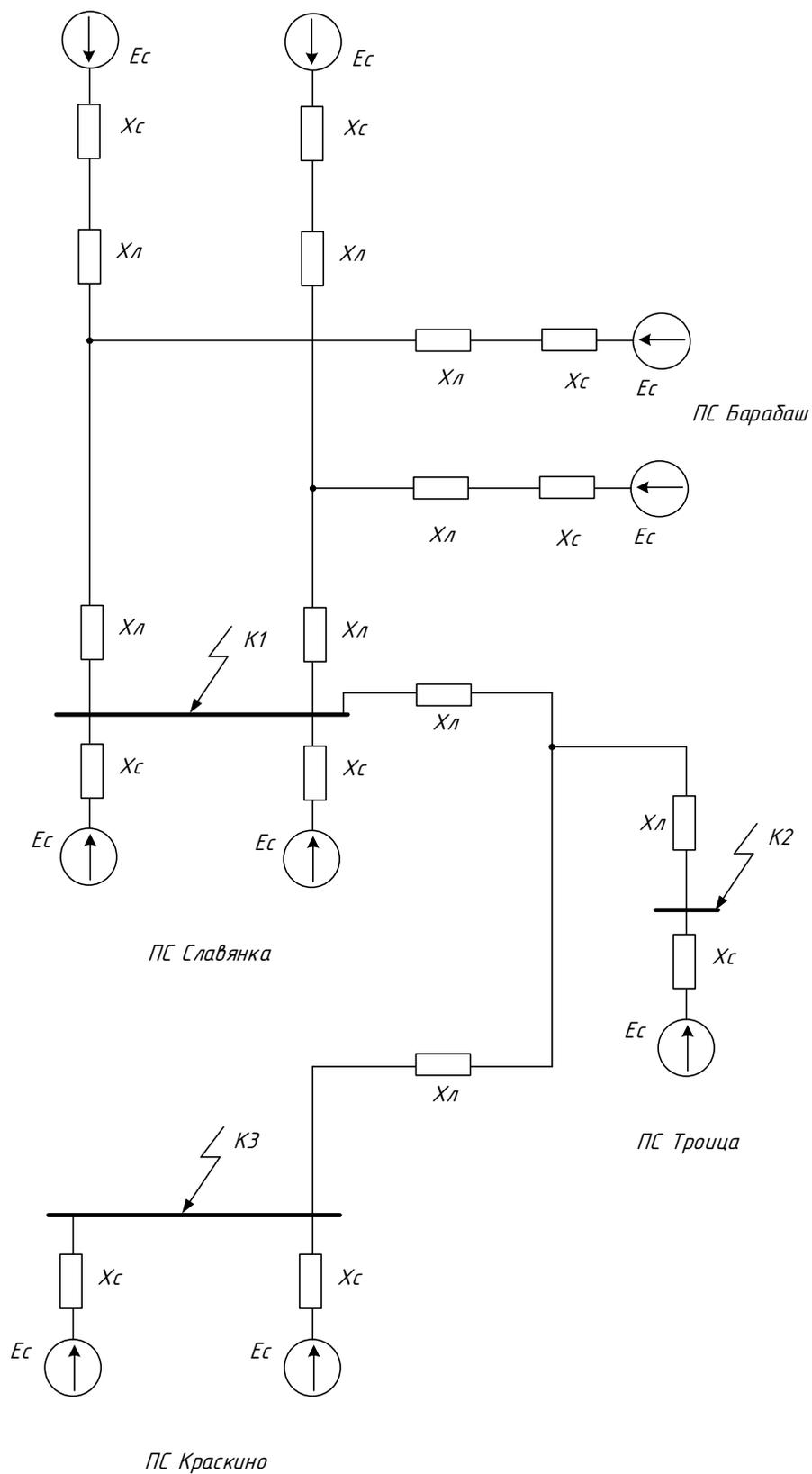


Рисунок 26 – Схема замещения прямой последовательности

Для расчета токов короткого замыкания в ПК RastrWin3 необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы. Для данных узлов указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви. Для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Токи короткого замыкания

Место КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 110 кВ ПС Троица	6,02	3,6	14,9
Шины 110 кВ ПС Славянка	5,64	4,62	13,96
Шины 110 кВ ПС Краскино	3,04	2,19	7,52

4.4 Выбор электрических аппаратов

Для распределительного устройства 110 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-04, до 170 кВ фирмы АВВ, выполненное по схеме №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»[32].

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-04 С — это новое поколение аппаратуры на 170 кВ, наименее сложное по конструкции, требующее наименьших затрат на эксплуатацию, в котором снижено негативное воздействие на окружающую среду. Компактная конструкция подходит для установки в любых условиях, обеспечивает удобную эксплуатацию и техническое обслуживание.

4.4.1 Выбор выключателей

Выключатели являются самой важной частью КРУЭ. Их конструктивные особенности сильно влияют на компоновку и общие габариты всех распределительных устройств. В основном выключатели в КРУЭ типа ELK-04 оборудуются автокомпрессионными дугогасительными камерами, с одной камерой на полюс. Эти камеры требуют минимального обслуживания и небольшой энергии для оперирования. В зависимости от требований заказчика имеются различные типоразмеры корпусов выключателей с фланцами различного диаметра. Таким образом, компоновка КРУЭ определяется числом фланцев. Трансформаторы тока могут встраиваться во все конструкции фланцев путем подгонки длины опорной пластины.

Пружинно-гидравлический привод типа НМВ является общим для всех вариантов выключателей. Благодаря малогабаритной и модульной конструкции, возможны варианты приводов для пополюсного и трехполюсного управления выключателем. Сохраняемая в пружинах тарельчатого типа энергия позволяет производить различные циклы коммутации без их подзарядки.

Дугогасительные камеры для выключателей на 50 кА являются унифицированными и многократно испытанными устройствами. Они не сильно различаются и используются не только в КРУЭ ELK-04, но и применяются в других высоковольтных коммутационных аппаратах производства АББ (например, в выключателях для ячеек обычных ОРУ). Все дугогасительные камеры характеризуются надежным размыканием главных и дугогасительных контактов при гашении дуги. В результате применения износостойких материалов для дугогасительных контактов и малого износа главных контактов достигнуто значительное снижение объема работ по их осмотру и обслуживанию.

Произведем выбор выключателей для КРУЭ 110 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

где I_{max} – максимальный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель КРУЭ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,184 \text{ кА.}$$

- по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл \text{ ном.}}$$

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{PЗ} + t_{ОВ}, \quad (3)$$

где $t_{PЗ}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2 + 0,03 = 2,03 \text{ с.}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$BK = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$BK_{ВЭС.Троица} = 6,02^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 74,655 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$BK_{ВЭС.Славянка} = 5,64^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 65,528 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$BK_{СЭС.Краскино} = 3,04^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 19,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (5)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,234 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}, \quad (6)$$

$$i_{a\tau \text{ ВЭС.Троица}} = \sqrt{2} \cdot 6,02 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 6,1 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau \text{ ВЭС.Славянка}} = \sqrt{2} \cdot 5,64 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 5,715 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau \text{ СЭС.Краскино}} = \sqrt{2} \cdot 3,04 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 3,081 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (7)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения приведены в таблицах 15-20.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 176 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 74,655 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 33,234 \text{ кА}$	$I_{at} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 74,655 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,02 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 33,234 \text{ кА}$	$I_{at} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 176 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 65,528 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 26,587 \text{ кА}$	$I_{at} = 5,715 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 65,528 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,64 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 26,587 \text{ кА}$	$I_{at} = 5,715 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей КРУЭ 110 кВ ELK-04 СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500$ А	$I_{pmax} = 182$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100$ кА	$I_{уд} = 7,52$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500$ кА ² с	$B_k = 19,038$ кА ² с	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 3,04$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50$ кА	$I_{по} = 3,04$ кА	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 26,587$ кА	$I_{at} = 3,081$ кА	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500$ А	$I_{pmax} = 184$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 100$ кА	$I_{уд} = 7,52$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500$ кА ² с	$B_k = 19,038$ кА ² с	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 3,04$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50$ кА	$I_{по} = 3,04$ кА	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 26,587$ кА	$I_{at} = 3,081$ кА	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Аналогичным образом, выберем выключатели 10 кВ.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2021 \text{ A.}$$

Выбираем элегазовый генераторный выключатель типа HECS-100R фирмы «ABB» с пружинно-гидравлическим приводом. Далее производим следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_{K_{ВЭС.Троица}} = 42,14^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 266,367 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K_{ВЭС.Славянка}} = 39,48^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 233,801 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K_{СЭС.Краскино}} = 21,28^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 67,926 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 100}{100} = 70,711 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau_{ВЭС.Троица}} = \sqrt{2} \cdot 42,14 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 42,702 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau_{ВЭС.Славянка}} = \sqrt{2} \cdot 39,48 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 40,006 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau_{СЭС.Краскино}} = \sqrt{2} \cdot 21,28 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 21,564 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных выключателей 10 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 266,367 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 42,14 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 42,14 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 42,702 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 266,367 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 42,14 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 42,14 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 42,702 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных выключателей 10 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 233,801 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 39,48 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 39,48 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 40,006 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 233,801 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 39,48 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 39,48 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 40,006 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных выключателей 10 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 67,926 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,28 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,28 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 21,564 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 9000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 300 \text{ кА}$	$I_{уд} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 67,926 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,28 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 100 \text{ кА}$	$I_{по} = 21,28 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 70,711 \text{ кА}$	$I_{ат} = 21,564 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Выбранные выключатели проходят по условиям проверки.

4.4.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями

из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных разъединителей КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 176 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 74,655 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{кн}$

Таблица 3282 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 74,655 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{кн}$

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных разъединителей КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 176 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 65,528 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{кн}$

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 65,528 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных разъединителей КРУЭ 110 кВ ELK-04 на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,038 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 32 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04 на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 19,038 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

На генераторное напряжение выбираем разъединители марки РВРЗ 2-20/10000 УЗ с двумя заземляющими ножами.

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных разъединителей 10 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 266,367 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 34 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 266,367 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 35 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных разъединителей 10 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 233,801 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 36 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 233,801 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных разъединителей 10 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 67,926 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Таблица 38 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей и секционного выключателя 10 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 67,926 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке.

4.4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [29].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (8)$$

По току [1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (9)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (10)$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (11)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (12)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (13)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (14)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. В качестве примера на стороне ВН проверим встроенные в выключатели трансформаторы тока.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (15)$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы линейного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 176 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 74,655 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 184 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 74,655 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы линейного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 176 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 65,528 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 43 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 184 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,96 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 65,528 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 44 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы линейного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 184 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 45 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04, на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 184 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,038 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Аналогичным образом выполняется выбор трансформаторов тока 10 кВ.

Таблица 46 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 266,367 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 47 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы генераторного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 104,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 266,367 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 48 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 233,801 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 49 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы генераторного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 97,72 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 233,801 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 50 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы трансформаторных выключателей и секционного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 2021 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 67,926 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 51 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока, встроенных во вводы генераторного выключателя КРУЭ 10 кВ ELK-04, на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 485 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 52,64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 67,926 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям.

4.4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (16)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки равно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Все измерительные приборы, подключаемые к ТН, являются цифровыми [].

Таблица 52 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	5
Варметр	ЦЛ9260Е4110 11	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	20
Итого:		68,75

На стороне ВН выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ–110-УХЛ1 компании «УралЭлектроТяжМаш».

Таблица 53 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$S_H = 400$ ВА	$S_p = 68,75$ ВА	$S_p \leq S_H$

Выбранные трансформаторы напряжения могут быть приняты к установке на всех рассматриваемых объектах.

Таблица 54 – Вторичная нагрузка ТН на напряжении 10 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	20
Итого:		59,75

На напряжение 10 кВ выбираем трансформатор напряжения типа ЗНИОЛ–20-У2 компании «НЭМЗ».

Таблица 55 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 125$ ВА	$S_p = 59,75$ ВА	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения могут быть приняты к установке на всех рассматриваемых объектах.

4.4.5 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе.

Выбор ОПН производим:

- по номинальному напряжению в месте установки

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (17)$$

- по току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (18)$$

- по электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (19)$$

Для установки на стороне 110 кВ выбираем ОПН марки ОПН-У/TEL-110. Результаты сравнения каталожных и расчетных данных приведены в таблицах 56-58.

Таблица 56 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб. max} = 0,131 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,9 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Таблица 57 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} = 0,131 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.маx}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 13,96 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$

Таблица 58 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} = 0,131 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.маx}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 7,52 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$

Со стороны 10 кВ выбираем ОПН -РС/TEL – 10/12,7 УХЛ1. Результаты сравнения каталожных и расчетных данных приведены в таблицах 59-61.

Таблица 59 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 10 кВ на ВЭС «Троица»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} = 1,443 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб.маx}$
$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$i_{yд} = 104,3 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$

Таблица 60 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 10 кВ на ВЭС «Славянка»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб. max} = 1,443 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$i_{уд} = 97,72 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Таблица 61 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 10 кВ на СЭС «Краскино»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{раб. max} = 1,443 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{раб. max}$
$i_{дин} = 300 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,64 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Выбранные ограничители перенапряжений соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке на всех рассматриваемых объектах.

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

5.1 Расчет капиталовложений в электрическую сеть с распределенной генерацией

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение электрических станций и реконструкцию подстанций.

Капитальные вложения – это реальные инвестиции (вложения) в основной капитал (основные фонды), в том числе затраты на новое строительство, на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, проектно-изыскательские работы и другие затраты, а также культурно-бытовое строительство [34,54].

Капитальные вложения в сооружение электрической сети с распределенной генерацией состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение электрических станций;
- капиталовложения на реконструкцию подстанций;
- капиталовложения на реконструкцию ЛЭП.

$$K = K_{ст} + K_{пс} + K_{вл} . \quad (20)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 5 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–4):

3,3 % – временные здания и сооружения;

5 % – прочие работы и затраты;

3,18 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

8 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (21)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (22)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,42$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта развития электрической сети с распределенной генерацией приведён в приложении Б.

Таблица 62 –Капиталовложения в текущих ценах

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1
Капиталовложения в строительство ВЭС «Троица»	374 400
Капиталовложения в строительство ВЭС «Славянка»	374 400
Капиталовложения в строительство СЭС «Краскино»	846 600
Капиталовложения в расширение РУ 110 кВ ПС Троица	80 300
Капиталовложения в расширение РУ 110 кВ ПС Славянка	80 300
Капиталовложения в расширение РУ 110 кВ ПС Краскино	80 300
Итого:	1 836 000

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки рассчитывают по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (23)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (24)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,7\%$; $\alpha_{тэоПС} = 5\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих

устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (26)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 63.

Таблица 63 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	90 860	110 600	3120	204 500

5.3 Оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (27)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (28)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 71100 \cdot 5200 = 369700000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 369700 \cdot 2 = 739400 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (29)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\text{б}t}). \quad (30)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\text{ч}t}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\text{б}t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{ч}t} = П_{\text{б}t} - H_t; \quad (31)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (32)$$

где $d = 8\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Расчет произведен с помощью программы Маткад 15.0. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 27.

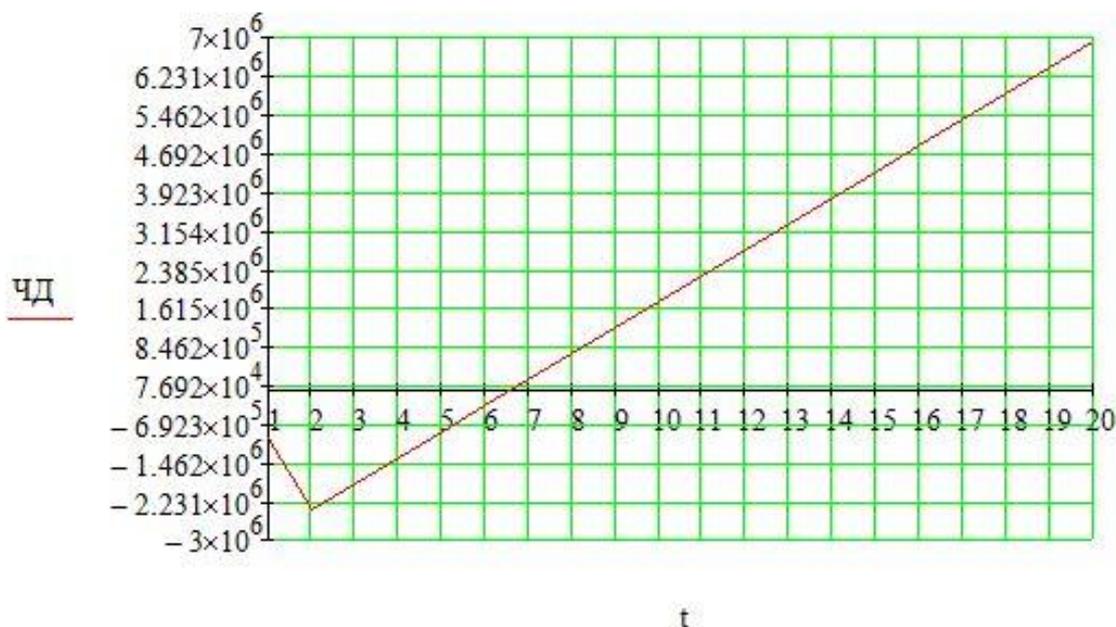


Рисунок 27 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде,

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети является эффективным, рентабельность проекта составляет 23,352% в год, начиная с третьего года расчетного периода. Простой срок окупаемости составил 3 года, дисконтированный срок окупаемости составил 7 лет.

Подробный расчет приведен в приложении Б.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе магистерской диссертации разработан вариант инновационного развития электрических сетей Хасанского района Приморского края с распределенной генерацией.

В работе решены следующие задачи:

- произведен анализ современного состояния электрических сетей Хасанского района Приморского края;
- произведена оценка потенциала использования возобновляемых источников энергии и нетрадиционных источников энергии в Хасанском районе;
- произведен выбор типов и параметров малых электростанций и их оптимальное размещение в электрической сети;
- произведена техническая проработка варианта развития электрической сети с объектами распределенной генерации;
- произведена оценка экономической эффективности развития электрической сети с распределенной генерацией.

Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок.

Результаты оценки экономической эффективности позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития электрической сети является эффективным и рентабельным. Введение в эксплуатацию малых электрических станций в непосредственной близости от потребителей позволит сократить расходы на строительство ЛЭП [63,]. Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Белова, Я. С. Виды преобразователей солнечной энергии / Я. С. Белова // Наука, техника и образование. - 2019. - №5. – С. 55-58.
- 2 Бекиров, Э.А. Анализ систем регулирования мощных ветроэлектростанций, подключаемых в общую энергосистему / Э. А. Бекиров, Л.Д. Сокут, А.С. Муровская // Строительство и техногенная безопасность. - 2018. - №10 – С. 60-62.
- 3 Ветроэнергетические установки [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-5/part-1/section-2/2-2/2-2-1> - 04.06.2020.
- 4 Гуревич Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.
- 5 Кечкин, А. Ю. Вопросы создания виртуальных электростанций в масштабе micro-grid / А. Ю. Кечкин, Е. Н. Соснина, А. В. Шалухо // Вестник НГИЭИ.- 2015. - №4 – С. 40-47.
- 6 Общие сведения о Хасанском районе [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://old.pgpb.ru/cd/terra/hasan/hasan_01.htm - 04.06.2020.
- 7 Охоткин, Г. П. Методика расчета мощности солнечных электростанций / Г. П. Охоткин // Вестник ЧГУ. - 2013. - №3. – С. 60-66.
- 8 Савина, Н. В. Накопители электрической энергии как средство повышения надёжности и экономичности функционирования электрической сети / Н. В. Савина, Л. Н. Лисогурская, И.А. Лисогурский // «Международный научно-исследовательский журнал» («International Research Journal»). - № 2 (92) часть 1 – Екатеринбург, 2020. – С. 63-70.
- 9 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы: ООО «ДЖИ ДИНАМИКА» - Санкт-Петербург, 2017. – 152с.
- 10 Типы солнечных электростанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://electricalschool.info/energy/1733-tipy-solnechnykh-jelektrostancijj.html> - 04.06.2020.

11 Сжиженный природный газ // Википедия. [2020]. [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://ru.wikipedia.org/?oldid=106286560> - 11.04.2020.

12 Официальный сайт Правительства Приморского края [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://primorsky.ru/news/168134/> - 11.04.2020.

13 Ветроэнергетика: основные понятия и принципы классификации. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.cleandex.ru/articles/2016/01/25/wind-energy-terms> - 20.04.2020.

14 Energy education. Солнечная энергетика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.energied.ru/Niv/SolarWindCh02> - 20.04.2020).

15 Казанов М.С. Разработка алгоритма оптимизации параметров и комплексной оценки эффекта внедрения локальных источников питания в системах электроснабжения потребителей с распределенной генерацией: дис.док. техн. наук : защищена 2017 / М. С. Казанов – Москва, 2017. – 230 с.

16 Бахтеев К.Р. Повышение эффективности функционирования систем централизованного и автономного электроснабжения путем комплексного применения электрохимических накопителей энергии, малой генерации и форсировки возбуждения синхронных машин : дис. канд. техн. наук : защищена 2019 / К. Р. Бахтеев – Казань, 2019. – 190 с.

17 Папков, Б. В. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / Б.В. Папков, В.Л. Осокин, А.Л. Куликов // Вестник УГАТУ № 4 (82). – Уфа, 2019. – С. 119–131.

18 Школа для электрика. Типы солнечных электростанций. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://electricalschool.info/energy/1733-tipy-solnechnykh-jelektrostancijj.html> - 20.04.2020.

19 Промышленные солнечные электростанции Рентехно [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://rent techno.ua/portfolio/solar-plants.html> - 20.04.2020.

20 Ветряная электростанция // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?oldid=106786653> - 30.04.2020.

- 21 Солнечные панели NEOSUN [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neosun.com/ru/ultra/> - 05.05.2020.
- 22 Стенников, В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс] / В. А. Стенников, Н. И. Воропай // Институт энергетической стратегии. – Режим доступа : http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf. - 20.05.2020.
- 23 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 24 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 25 Крючков, И. П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / И. П. Крючков, В. А. Старшинов, Гусев Ю.П. ; под ред. И. П. Крючкова, В. А. Старшинова. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. — 568 с.
- 26 Александров, В. В. Расчет токов коротких замыканий в электроэнергетических системах : учебное пособие / В. В. Александров, А. А. Малютин. — Москва : ФЛИНТА, 2016. — 131 с.
- 27 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс] : учебное пособие. — Москва : ЭНАС, 2013. — 152 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/104547>. – 10.04.2020.
- 28 Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М. : ЭНАС, 2013. — 104 с.— Режим доступа :<http://www.iprbookshop.ru/76191.html>. – 10.04.2020
- 29 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. — М.: ЭНАС, 2014.— 264 с. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76185.html>.— 11.04.2020

30 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Текст. М. : Стандартинформ, 2014 – 39 с.

31 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

32 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

33 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»

34 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

35 Галушак, В.С. Типовая ветроэлектростанция для Нижнего Поволжья / В.С. Галушак, В.С. Хавроничев, К.Н. Бахтиаров // Вестник аграрной науки Дона 1(29) – Камышин, 2015. – с. 70-77.

36 Варганова А.В. Технико-экономическое обоснование места установки источников распределенной генерации / Варганова А.В., Гончарова И.Н. // Энерго- и ресурсосбережение №3 (44) – Магнитогорск, 2019, - с. 68-72.

37 Варганова А.В. Алгоритм внутростанционной оптимизации режимов работы котлоагрегатов и турбогенераторов промышленных электростанций // Промышленная энергетика № 1. – Магнитогорск, 2019, - с. 17-22.

38 Краснов, А.В. Развитие малой энергетики на предприятиях агропромышленного комплекса / А.В. Краснов, И.В. Шакирзянов // Вестник Башкирского государственного аграрного университета. - 2014. - №2. - С.82-84.

39 Нефедова, Л.В. Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в арктическом регионе России / Л. В. Нефедова, А. А.Соловьев // Энергетическая политика. - 2018. - №4. - С.99-108.

40 Ахтулов, А.Л. Методика оптимального выбора источников энергии в электротехнических системах с распределённой генерацией / А. Л. Ахтулов, Е. Н.Леонов, В.К. Федоров // Динамика систем, механизмов и машин. - 2016. - №1. - С. 20-25.

41 Тарасенко, В.В. Алгоритмизация расчётов электрических сетей с распределённой генерацией / В. В. Тарасенко // 63-я научная конференция «Наука ЮУрГУ». Секция технических наук. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ. - 2011. - С. 238-242.

42 Погодин А.А. Распределенная генерация в схемах электроснабжения промышленного производства // Ростовский научный журнал. 2018. №12. С.374-381.

43 Илюшин П.В. Анализ особенностей сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с объектами распределённой генерации // Энергетик. 2016. №12 - с. 21-25.

44 Генеральный план Посьетского городского поселения Хасанского района Приморского края Том 1 Материалы по обоснованию. 0928 – ПЗ.ГП.1

45 Куликов, А. Л. Проблемы и особенности распределённой электроэнергетики / А. Л. Куликов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. - 2018. - № 11 (90). - С. 123–136.

46 Восканян, Е. В России открывается окно возможностей для развития собственной генерации / Е.В. Восканян // Энергетика и промышленность России. - № 22 (330). - 2017.

47 Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р.

48 Гумбин, М.П. Анализ состояния электроэнергетики России и перспективы развития / М. П. Гумбин // Вестник КрасГАУ. - 2014. - №10. – С. 154-161.

49 Орлов, А.В Инновации в электроэнергетике / А.В. Орлов, В. Ф. Ковганюк // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2016. – С. 10-21.

50 Харченко, В.В. Критерии отбора источников генерации для микросетей на основе возобновляемых источников энергии / В. В. Харченко // Вестник КрасГАУ. – 2015. – С. 50-59.

51 Александров, Ю. Л. Перспективы инновационного развития электросетевых компаний в России / Ю. Л. Александров // Вестник ГУУ. - 2014. - №13. – С. 69-80.

52 Купреев Д. А. Управление инновационным развитием распределенной энергетики в России / Д. А. Купреев // УЭКС. 2015. - №10 (82). – С. 98-105.

53 Савина, Н. В. Выявление и анализ причин, препятствующих внедрению мощных накопителей электроэнергии в энергосистеме России / Н.В. Савина, Л.Н. Лисогурская, И. А. Лисогурский // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : материалы IX междунар. науч.-практ. конф. – 2019. - С. 152 – 156.

54 Виртуальная электростанция – «умный контроль» распределенной генерации [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.eprussia.ru/epr/244/15964.htm> - 20.04.2020.

55 Атомный эксперт. Виртуальные электростанции и реальные киловатты [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://atomicexpert.com/virtual_power_station - 20.04.2020.

56 Электроэнергетика и охрана окружающей среды. Функционирование энергетики в современном мире. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-5/part-1/section-2/2-2/2-2-1> - 22.04.2020.

57 Галюков, В.С. Проблемы и пути развития распределенной генерации / В. С. Галюков // Инновационная наука. - 2016. - №12-2. – С.32-42.

58 Булатов, Ю. Н. Интеллектуальные системы управления установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов // Вестник ИрГТУ. - 2017. - №10 (129). – С. 58-65.

59 Трачук, А.В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения / А.В. Трачук // СРРМ.- 2018.- №1 (106). – С. 174-185.

60 Волкова, И.О. Роль распределенной генерации в реализации концепции Smart Grid / И.О. Волкова, Б.Б.Кобец // ЭКО. - 2011. - №4 (442). – С. 87-92.

61 Климов, П. Л. Влияние распределенной генерации с ветроэнергетическими установками на распределительные сети / П.Л. Климов // Вестник ИрГТУ. - 2017. - №2 (121). – С. 33-39.

62 Федоров, В. К., Леонов Е. Н., Федоров Д. В. Влияние распределенной генерации на потери и качество электрической энергии / В. К. Федоров, Е.Н. Леонов // ОНВ. - 2016. - №6 (150). – С. 250-262.

63 Трофимов, Н. А. Распределенная генерация Российской Федерации. Особенности, структура, режимы работы / Н.А. Трофимов // Научный журнал. - 2019. - №7 (41). – С. 20-25.

64 Булатов, Ю. Н. Моделирование аварийных режимов в системах электроснабжения с установками распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А.В. Крюков, Е.А. Алексеенко // Информационные и математические технологии в науке и управлении. - 2017. - №1 (5). – С. 45-49.

65 Ерошенко, С. А. Оптимизация местоположения и мощности малой генерации в распределительных сетях / С. А. Ерошенко, А. А. Карпенко, С. Е. Кокин // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2012. - №1-2. – С.16-20.

66 Севостьянова, Е. С. Роль инновационных технологий в развитии рынка электроэнергетики / Е.С. Севостьянова // Развитие теории и практики управления социальными и экономическими системами. - 2019. - №8. – С.10-16.

67 Сухов, А. А. Модернизация систем электроснабжения сельских потребителей путем внедрения распределенной генерации / А.А. Сухов // Вестник ФГОУ ВО МГАУ. - 2018. - №5 (87). – С. 5-12.

68 Воронцов, А. В. Оценка перспектив развития распределенной генерации России в рамках развития энергетики России / А.В. Воронцов // Вестник ГУУ. - 2014. - №14. – С. 2-12.

69 Алехина, Е. В. Перспективы ветроэнергетики / Е.В. Алехина // Известия ТулГУ. Технические науки. - 2013. - №12-2. – С. 55-58.

- 70 Касеева, О.А. К вопросу развития ветроэнергетики / О.А. Касеева // Научные исследования и разработки молодых ученых. - 2014. - №1. – С. 94-96.
- 71 Жарков, В. Я. Малая ветроэнергетика: проблемы и пути решения / В.Я. Жаров // Вестник аграрной науки Дона. - 2013. - №3 (23). – С. 112-118.
- 72 Лыков, А.Н. Переуправление распределенной ветроэнергетикой в системе Smart Grid / А.Н. Лыков // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. - 2016. - №20. – С. 22-30.
- 73 Денисов, Р. С. Ветроэнергетика в России: возможности, барьеры и перспективы развития / Р.С. Денисов, В.В. Елистратов, Г. Штефан // Научно-технические ведомости СПбГПУ. - 2017. - №2. – С. 25-30.
- 74 Медведева, О. Н. Газоснабжение сжиженным природным газом / О.Н. Медведева // Наука и современность. - 2010. - №1-2. – С. 17-24.
- 75 Воробьев, А. Е. Распределенная солнечная энергетика / А.Е. Воробьев // Вестник евразийской науки. - 2019. - №5. – С. 15-20.
- 76 Дашеев, С. С. Солнечная энергетика: состояние и перспективы / С.С. Дашеев // Вестник науки и образования. - 2018. - №17-1 (53). - С. 25-32.
- 77 Усков, А. Е. Солнечная энергетика: состояние и перспективы / А.Е. Усков // Научный журнал КубГАУ - 2014. - №98. – С. 78-84.
- 78 Рашитов, А.Р. Перспективные технологии ветровой и солнечной энергетик / А.Р. Рашитов, Л.П. Андрианова // Инновационная наука. - 2016. - №11-2. – С. 66-71.
- 79 Чибисова, И. С. Сравнительный анализ развития солнечной энергетик / И.С. Чибисова // Эпоха науки. - 2020. - №21. – С. 35-38.
- 80 Искендеров, А.А. Свойства солнечной и ветровой энергетик / А.А. Искендеров // Актуальные вопросы экономических наук. - 2016. - №55-2. – С. 62-78.
- 81 Поляков, В.А. солнечный коллектор в системах энергосбережения / В.А. Поляков // Вестник БГТУ имени В.Г. Шухова. - 2017. - №5. С. 17-23.
- 82 Букаров, Н.В. анализ мировых инвестиций в возобновляемую энергетик / Н.В. Букаров // Инновации и инвестиции. - 2019. - №11. С. 10-17.

83 Гаврюсов, С.В. Солнечная электроэнергетика в системе малой энергетики: перспективы в России и мировой опыт / С.В. Гаврюсов // Инновации и инвестиции. - 2019. - №4. – С. 50-54.

84 Новых, А. В. Повышение эффективности гибридной электростанции с помощью виртуальной электростанции / А.В. Новых // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. - 2019. - №2. – С. 14-24.

85 Кечкин А. Ю. Вопросы создания виртуальных электростанций в масштабе micro-grid / А.Ю. Кечкин // Вестник НГИЭИ. - 2015. - №5 (48). – С. 30-36.

86 Корзитцке, Р. Управление спросом, распределенная генерация и виртуальные электростанции: экономические сигналы / Р. Корзитцке // СРРМ. - 2013. - №1 (76). – С. 50-55.

87 Суслов, К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов // Вестник ИрГТУ. - 2017. - №5 (124). – С. 135-140.

88 Виноградов, А.В. Анализ концепций построения систем электроснабжения сельских потребителей, содержащих несколько источников электрической энергии / А.В. Виноградов // Вестник НГИЭИ. - 2020. - №2 (105). – С. 187-192.

89 Горбатенко, Н.А. Цифровизация электроэнергетики России / Н.А. Горбатенко // Вестник науки и образования. - 2020. - №6-2 (84). – С. 254-258.

90 Александров, Л. К. Проблемы и особенности распределенной электроэнергетики / Л.К. Александров // Вестник НГИЭИ. - 2018. - №11 (90). – С. 22-28.

91 Лыков, А.Н. Переуправление распределенной ветроэнергетикой в системе Smart Grid / А.Н. Лыков // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. - 2016. - №20. – С. 14-20.

92 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети // Учебное электронное текстовое издание ГОУ ВПО УГТУ–УПИ – Екатеринбург, 2005 – 52с.

93 Синельников, А. М. Особенности проектирования объектов распределенной генерации Материалы к Открытому семинару «Проблемы эксплуатации объектов распределенной генерации» - Новочеркасск, 2015.

94 Муравлева, Е. А. Оценка потенциала энергии солнечного излучения на территории России / Е.А. Муравлева // Вестник аграрной науки Дона. - 2015. - №29. – С. 311-316.

95 Усков, А. Е., Потенциал, особенности работы и экономическая эффективность солнечных фотоэлектрических станций / А. Е. Усков, Е.О. Буторина // Научный журнал КубГАУ - Scientific Journal of KubSAU. - 2014. - №98. – С. 20-24.

96 Винников, А. В. К расчёту экономического потенциала ветровой энергетики и выбора ветроэлектрических установок / А.В. Винников // Научный журнал КубГАУ - Scientific Journal of KubSAU. - 2016. - №115. – С. 200-206.

97 Касеева, О. А. К вопросу исследования ветрового потенциала / О.А. Касеева // Новое слово в науке и практике: гипотезы и апробация результатов исследований. - 2013. - №4. – С. 74-80.

98 Касеева, О. А. К вопросу исследования солнечного потенциала / О. А. Касеева, И.В. Размолодин // Новое слово в науке и практике: гипотезы и апробация результатов исследований. - 2013. - №4. – С. 116-120.

99 Андрианов, В. Д. Перспективы развития и модернизации топливно-энергетического комплекса России / В.Д. Андрианов // Россия: тенденции и перспективы развития. - 2017. - №12-1. – С. 68-78.

100 Мышкина, Л. С. Малая генерация - средство повышения живучести энергосистемы / Л.С. Мышкина // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2017. - №1-2. – С. 54-60.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт режима электрической сети варианта 1 с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	1	Оп. 36 110 кВ	110		1			18,6	15,8	115,0	115,00	4,55
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Оп. 36 110 кВ	110		1			18,6	15,8	115,0	115,00	4,55
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Оп. 144 110 кВ	110		1						111,88	1,71
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Оп. 144 110 кВ	110		1						111,88	1,71
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Барабаш 110 кВ	110		1						111,88	1,71
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Барабаш 110 кВ	110		1						111,88	1,71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Славянка 110 кВ	110		1	10,3	2,4	12,0	3,0		108,37	-1,48
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Славянка 110 кВ	110		1	12,1	2,6	12,0	3,0		108,38	-1,48
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Оп. 141 110 кВ	110		1						105,97	-3,66
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Троица 110 кВ	110		1	52,8	20,1	24,0	6,0		104,85	-4,68
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Краскино 110 кВ	110		1			12,0	3,0		107,19	-2,55
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Краскино 110 кВ	110		1			13,0	3,0		107,19	-2,55
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Барабаш 35 кВ	35		1						38,34	9,55
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Приморская 35 кВ	35		1	1,6	0,5				38,06	8,73
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Задворовка 35 кВ	35		1	0,9	0,1				38,20	9,13
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Славянка 35 кВ	35		1						36,68	4,80
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Оп. 137 35 кВ	35		1						36,48	4,23
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Брусья 35 кВ	35		1	0,5					36,48	4,23
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Оп. 229 35 кВ	35		1						36,38	3,95
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Безверхово 35 кВ	35		1	1,1	0,2				36,34	3,82
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Краскино 35 кВ	35		1						36,87	5,35
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Оп. 42 35 кВ	35		1	0,8	0,2				36,59	4,54
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Оп. 68 35 кВ	35		1						36,43	4,09
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ЖД станция 35 кВ	35		1	0,1					36,43	4,09
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Посьет 35 кВ	35		1	2,4	0,5				36,41	4,03
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Хасанская 35 кВ	35		1						36,83	5,24
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Хасанская 35 кВ	35		1	0,2	0,1				36,85	5,30
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Хасан 35 кВ	35		1	0,5	0,2				36,62	4,62
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Барабаш 10 кВ	10		1	2,1	0,8				10,41	4,08
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Барабаш 10 кВ	10		1	0,9	0,3				10,49	4,90
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Барабаш нейтр.	110		1						109,60	-0,36
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Барабаш нейтр.	110		1						109,71	-0,26
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Славянка нейтр.	110		1						104,81	-4,72
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	Славянка нейтр.	110		1						104,84	-4,70
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	Славянка 10 кВ	10		1	9,6	3,1				9,88	-1,22
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Славянка 10 кВ	10		1	8,7	2,8				9,90	-1,01
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Краскино нейтр.	110		1						105,42	-4,17
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Краскино нейтр.	110		1						105,47	-4,12
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Краскино 10 кВ	10		1	2,0	0,7				10,06	0,57
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Краскино 10 кВ	10		1	1,0	0,4				10,09	0,90

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт режима электрической сети варианта 1 с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I зарп.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	3			Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 1...	8,04	13,80	85,9		-19	-16	122	31,4
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	4			Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 1...	8,04	13,80	85,9		-19	-16	122	31,4
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	5			Оп. 144 110 кВ - Бараба...	0,13	0,23	1,4		-3	-1	16	4,0
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	6			Оп. 144 110 кВ - Бараба...	0,13	0,23	1,4		-3	-1	16	4,0
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	7			Оп. 144 110 кВ - Славян...	10,83	18,58	115,8		-15	-13	104	26,6
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Оп. 144 110 кВ - Славян...	10,83	18,58	115,8		-15	-13	104	26,6
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	9			Славянка 110 кВ - Оп. 1...	7,59	13,01	81,0		-12	-14	96	24,5
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Оп. 141 110 кВ - Троица ...	2,21	3,79	23,6		-29	-15	177	45,4
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Оп. 141 110 кВ - Краски...	5,78	9,92	61,8		18	2	97	25,0
10	<input type="checkbox"/>		Выкл	5	6			Барабаш 110 кВ - Бараба...								
11	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			Славянка 110 кВ - Славя...					5	7	44	
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12			Краскино 110 кВ - Краск...					9	2	51	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Барабаш 35 кВ - Приморс...	4,74	6,53			-2	-1	25	7,7
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	15			Барабаш 35 кВ - Задворо...	5,33	7,33			-1		14	4,1
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	17			Славянка 35 кВ - Оп. 13...	3,77	6,27			-2		26	6,6
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	18			Оп. 137 35 кВ - Брусья 3...	0,01	0,01					8	2,0
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 3...	2,49	4,15			-1		18	4,6
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			Оп. 229 35 кВ - Безверхо...	1,19	1,20			-1		18	8,5
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	22			Краскино 35 кВ - Оп. 42 ...	2,28	3,80			-3	-1	53	13,7
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	23			Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ	1,72	2,86			-3	-1	40	10,4
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	24			Оп. 68 35 кВ - ЖД станц...	0,01	0,01					2	0,8
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	25			Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ	0,23	0,38			-2	-1	39	10,0
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	26			Краскино 35 кВ - Хасанс...	1,65	2,75			-1		8	2,2
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	27			Краскино 35 кВ - Хасанс...	1,65	2,75					4	0,9
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	28			Хасанская 35 кВ - Хасан ...	9,46	15,73			-1		8	2,2
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	31			Барабаш 110 кВ - Бараба...	9,70	225,70	6,3	1,000	-3	-1	16	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	32			Барабаш 110 кВ - Бараба...	9,70	225,70	6,3	1,000	-3	-1	16	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	29			Барабаш нейтр. - Бараба...	9,70	131,20		0,096	-2	-1	12	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	30			Барабаш нейтр. - Бараба...	9,70	131,20		0,096	-1		5	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	13			Барабаш нейтр. - Бараба...	9,70			0,350	-1		3	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	13			Барабаш нейтр. - Бараба...	9,70			0,350	-2	-1	10	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	33			Славянка 110 кВ - Славя...	2,60	88,90	13,0	1,000	-10	-5	59	
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	34			Славянка 110 кВ - Славя...	2,60	88,90	13,0	1,000	-10	-5	59	
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			Славянка нейтр. - Славя...	2,60	52,00		0,096	-10	-4	57	
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36			Славянка нейтр. - Славя...	2,60	52,00		0,096	-9	-3	51	
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	16			Славянка нейтр. - Славя...	2,60			0,350			2	
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	16			Славянка нейтр. - Славя...	2,60			0,350	-1		7	
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	37			Краскино 110 кВ - Краск...	5,00	142,20	9,1	1,000	-4	-1	21	
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	38			Краскино 110 кВ - Краск...	5,00	142,20	9,1	1,000	-4	-1	21	
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39			Краскино нейтр. - Краск...	5,00	82,70		0,096	-2	-1	12	
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40			Краскино нейтр. - Краск...	5,00	82,70		0,096	-1		6	
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	21			Краскино нейтр. - Краск...	5,00			0,350	-2		9	
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	21			Краскино нейтр. - Краск...	5,00			0,350	-3	-1	14	

Таблица «Ветви» для нормального режима