Введение

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которой от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны, задача состоит в определение их экономически обоснованного уровня. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до этого уровня – одно из важных направлений в энергосбережении. В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на электроэнергию.

В настоящее время около 30–35% воздушных линий и трансформаторных подстанций отработали свой нормативный срок. К 2010 году эта величина достигнет 40%, если темпы реконструкции и технического перевооружения электрических сетей останутся прежними.

В результате обостряются проблемы с надежностью электроснабжения.

Средняя продолжительность отключений потребителей составляет 70-100 ч в год. В промышленно развитых странах статистически определено как «хорошее» состояние электроснабжения, когда для сети среднего напряжения в течение года общая продолжительность перерывов находится в пределах 15–60 мин в год. В сетях низкого напряжения эти цифры несколько выше.

Среднее число повреждений, вызывающих отключение высоковольтных линий напряжением до 35 кВ, составляет 170–350 на 100 км линии в год, из них неустойчивых, переходящих в однофазные – 72%.

В период, пока производство электроэнергии в стране не достигнет уровня 1990 года (ориентировочно это произойдет в 2010 году), основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть (с учетом сбалансированного усиления электрических сетей в регионах с быстро растущим потреблением) техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

При реконструкции и техническом перевооружении распределительных сетей (РС) в качестве основных задач предусматриваются:

* повышение надежности электроснабжения потребителей и повышение качества электрической энергии;
* снижение потерь электроэнергии в элементах сети;
* адаптация распределительных сетей к проведению ремонтных работ под напряжением и применение электротехнического оборудования, требующего минимальных затрат и времени на обслуживание;
* совершенствование мероприятий по точному определению места повреждения в линии и, следовательно, уменьшение времени восстановления поврежденного участка и ущерба у потребителя из-за перерывов в электроснабжении;
* увеличение продолжительности межремонтного эксплуатационного периода с сохранением надежности электроснабжения;
* повышение электрической и экологической безопасности.

Реконструкция и техническое перевооружение должны проходить с учетом перспективных Схем развития электрических сетей региона. При реконструкции сетей должны максимально использоваться существующие сетевые объекты. Эксплуатация РС нового поколения должна обеспечиваться минимальными затратами на их обслуживание.

Конструкции опор ВЛ и трансформаторных подстанций должны позволять выполнение ремонтных работ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т.д.).

Электрические сети при их развитии (новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении) должны обеспечивать нормированное ГОСТ 13109–97 качество электрической энергии у потребителей

Необходимо обеспечить нормативный уровень надежности электроснабжения (согласованный с потребителями), чего можно достичь за счет:

* разработки Схем перспективного развития сетей напряжением 35–110 кВ и сетей 6–20 кВ (сетей РЭС);
* применения современного электрооборудования, новых конструкций проводов и силовых кабелей, линейной арматуры, соединительных муфт, новых типов изоляторов и других элементов;
* применения усовершенствованных конструкций РУ, РТП и РП 6–20 кВ, ТП 6–20/0,4 кВ с минимальными потребностями в их техническом обслуживании;
* оснащения РС средствами связи, телеизмерения, телесигнализации и телеуправления;
* применения микропроцессорных устройств релейной защиты, в том числе устройств обнаружения мест повреждения;
* применения секционирующих пунктов на базе вакуумных выключателей, пунктов АВР;
* применения в сетях 6–20 кВ изоляционных материалов с более высокими диэлектрическими свойствами;
* применения в электрических сетях 6–35 кВ режима заземления нейтрали с низкоомными или высокоомными резисторами;
* технического обслуживания и ремонта сетей 0,4–35 кВ под напряжением.

Темой данного дипломного проекта является модернизация оборудования распределительных сетей 0,4 и 10 кВ РЭС Февральск.

В дипломном проекте выполнен расчет и обоснование нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям узла Февральск.

Расчет значений технологических потерь электроэнергии в электрических сетях РЭС Февральск, за базовый период (2006 год) и значений нормативов потерь и нормативов снижения потерь на регулируемый период (2008 год), выполнены в соответствии с методикой «Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». Эта методика утверждена Приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2006 г. №267, *зарегистрировано Минюстом России регистрационный №7122 от 28 октября 2006 г.* (далее – Положение) [1]. Также были использованы решения, принятые на совещании по вопросу взаимодействия Минпромэнерго России и ФСТ России при организации работ по рассмотрению и утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергии от тепловых электростанций и котельных, нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и приняты соответствующие решения (протокол от 16.05.2006 г.).

**1. Электроснабжение стационарных потребителей электроэнергии узла Февральск**

Февральская дистанция электроснабжения является обособленным структурным подразделением Тындинского отделения Дальневосточной железной дороги – филиала Открытого акционерного общества «Российские железные дороги». Дистанция учреждена в соответствии с приказом начальника Байкала – Амурской железной дороги №12Н от 25.02.1988 г., переведена в состав Тындинского отделения Дальневосточной железной дороги приказом №77Н от 10.04.1997 г., приказом №99 НОД от 22.07.1997 г. реорганизована путем ликвидации предприятия Дипкунской дистанции электроснабжения и присоединением ее к Февральской дистанции электроснабжения.

Основными задачами Февральской дистанции электроснабжения являются:

– бесперебойное и высококачественное снабжение электрической энергией потребителей железнодорожного транспорта и других нетранспортных потребителей, своевременное принятие мер по предупреждению и ликвидации нарушений их нормальной работы, исправное содержание зданий и сооружений;

– обеспечение безопасного и бесперебойного движения поездов, разработка осуществления мероприятий по повышению надежности работы устройств электроснабжения;

– проведение эффективной экономической политики;

– осуществление мероприятий по охране труда.

Эксплуатационная длина обслуживания Февральской дистанции электроснабжения составляет 789 км: со станции Бестужева (исключительно) по 3134 км перегона Ульма – Мустах.

При электроснабжении стационарных потребителей электроэнергии ст. Февральск от районной энергетической системы сооружена главная понизительная опорная подстанция (ГПП) – РТП‑220, напряжением 220/110/35/10/0,4 кВ и распределительная подстанция РППЦ-АБ напряжением 10/0,4 кВ, которые получают питание от ГЭС Зея и ТЭЦ Благовещенск.

При питании РТП‑220 по линии 10 кВ от районных подстанций на территории стационарных потребителей электроэнергии РТП‑220, сооружены центральный распределительный пункты (РППЦ-АБ), от шин 10 кВ которого энергия распределяется по трансформаторным подстанциям (ТП) потребителей напряжением 10/0,4 кВ.

Для распределения электрической энергии ГПП, от понижающих трансформаторных подстанций (ТП, КТП) применяются как воздушные, так и кабельные линии высокого напряжения.

Воздушные линии, выполняемые неизолированными алюминиевыми или сталеалюминевыми проводами, дешевле кабельных. Однако если линия проходит по городской территории или по территории железнодорожных путей, промышленных предприятий, складов, грузовых дворов она, как правило, выполняется кабельной с соответствующей защитой кабелей кирпичом, железобетонными плитами или асбоцементными трубами. Преимущественное применение имеют кабели с алюминиевыми жилами, бронированные.

Распределение электрической энергии от ГПП выполняется по радиальным или магистральным схемам, в зависимости от требуемого уровня надежности электроснабжения, от расположения потребителей, от типа используемых понижающих подстанций (ТП и КТП, отдельно стоящих и встроенных, со сборными шинами и без них).

Основной проблемой современных систем электроснабжения является оптимизация этих систем. Она включает в себя следующие важнейшие задачи:

– Выбор рационального числа и мощности трансформаторов;

– Выбор рационального сечения проводов и жил кабелей;

– Выбор рациональных средств компенсации реактивной мощности и их размещения и др.

Решение основной проблемы современных систем электроснабжения невозможно без решения других, не менее важных проблем, к которым относятся: определение допустимых перегрузок элементов систем электроснабжения, автоматизация проектирования систем электроснабжения, а также обеспечение требуемой надежности этих систем.

Оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем электроснабжения дает стране значительную экономию народнохозяйственных средств.

Основой рационального решения всего сложного комплекса технико-экономических вопросов при проектировании электроснабжении современного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. Значения электрических нагрузок определяют выбор всех элементов проектируемой системы электроснабжения и ее технико-экономические показатели. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты в системе электроснабжения, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы.

Основная задача при эксплуатации электроустановок и электросети стационарных потребителей электроэнергии ст. Февральск, состоит в достижении такого уровня обслуживания и электрохозяйства, при котором отсутствуют вынужденные простой агрегатов из-за неисправности какого-либо электрооборудования или элемента или электросети. Эксплуатация электроустановок и электросети всех потребителей ст. Февральск представляет собой совокупность текущего обслуживания, диагностики, ремонта и их профилактических испытаний.

**1.1 Обработка исходных данных**

Для обработки дипломного проекта дано годовое электропотребление Wгод, которое сведено в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Годовое электропотребление за 2007 год, кВтч, для станции Февральск

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Распределительные пункты или трансформаторные подстанции потребителей | Потребитель | **Wгод,** кВт\*ч |
| ТП‑2 | НГЧ‑9 теплица | 761311 |
| ЭЧС‑15 |
| ЭЧ‑9Гаражи Елунин |
|  | Освещение спуска промзоны |  |
| Гаражи Поливода |
| Заправка ПЧ‑26 |
| ЭЧ‑9 освещение |
| ЛПХ «Таежный» |
| Гаражи напротив ЭЧС‑15 |
| ТП‑5 | ПТО токарная мастерская | 843641 |
| ПТО компрессорная |
| ПТО ремтупик, кран |
| ПТО здание |
| Подача отстоев вагонов ДС |
| Освещение западной горловины ДС |
| Освещение западной горловины ДС |
| ПЧ‑26 ОЭРП |
| ПЧ‑26 ОЭРП |
| Гараж ПЧ‑26 погрузка угля |
| КНС‑4 |
| КНС‑4 |
| Даль теликом «Интернэшнл» НГЧ‑9 |
| Дом связи РЦС‑6 31% |
| Дом связи РЦС‑6 31% |
| Транстелеком-ДВ НГЧ‑9 |
| Компания транстелеком-ДВ НГЧ‑9 |
| Пост ЭЦ ШЧ Ф‑1 2 этаж |
| Пост ЭЦ ШЧ Ф‑2 2 этаж |
| Пост ЭЦ ШЧ |
| РЦС‑6 ШЧ‑12 3 этаж коридор |
|  | ШЧ 12 гараж (в боксе ПЧ‑26) |  |
| Вокзал ДС 29% |
| Вокзал ДС 29% |
| НГЧ‑9 |
| Медицинский пунктсклад илорама, масел |
| НГЧ‑9 теплица |
| Жел.дор. торг. компания |
| ВОХР |
|  | Госохотонадзор |  |
| Головной рынок |
| Касса автостанции НГЧ‑9 |
| ДОП‑2 железнодорожная касса |
| ДОП‑2 1% |
| Тепляк ВЧД‑11 |
| ТП‑8 | Гараж почты | 401255 |
| Освещение восточной горловины |
| Освещение восточной горловины |
| ООО «Русский лес» |
| КНС‑2 |
| КНС‑2 |
| Гаражи ул. Светлая‑3 |
| Тепляк ПЧ‑26 «Восток» нечетная |
| Тепляк ПЧ‑26 «Восток» четная |
| Гаражи КНС Тонких |
| Фортунадзе гараж |
| Тепляк ВЧД‑11 |
| Тепляк ВЧД‑11 |
| РППЦ-АБ | ТСН‑1 по 0,4кВ яч 8 | 231425 |
| ТСН‑2 по 0,4кВ яч 4 |
| ТАБ 10к(БТСЦБ) |
| Быссинский мост |
| База ОРСА |
| ГКНС Ф‑1 |

**1.2 Разработка принципиальных схем**

При выборе схем питания учтено, что потребители первой категории должны иметь два независимых взаимно резервирующих источника питания.

Независимым взаимно резервирующимся называется источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. К числу независимых взаимно резервирующих источников питания относятся РУ двух районных понижающих подстанций, две секции сборных шин станций или подстанций, если каждая секция питается от независимого источника и при условии, что связь между секциями автоматически прерывается при нарушении нормальной работы одной из секций [2].

Питание потребителей второй категории допустимо по одной линии, но обычно выполняется также двумя линиями [2].

И только потребители третьей категории могут получать питание по одной линии. Схема электроснабжения стационарных потребителей электроэнергии ст. Февральск, в которой использованы вышеназванные способы распределения энергии, показана на листе 2.

**1.3 Определение расчетных нагрузок главных понизительных подстанций**

Электрическая нагрузка характеризует потребление электроэнергии отдельными приемниками. Она может наблюдаться визуально по измерительным приборам. Регистрировать изменение нагрузки во времени можно самопишущим прибором. В условиях эксплуатации изменения нагрузки по активной и реактивной мощностям во времени записывают, как правило, в виде ступенчатой кривой по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии, снятым через одинаковые определенные интервалы времени.

Кривые изменений активной и реактивной мощностей и тока во времени называются графиками нагрузок соответственно по активной мощности, реактивной мощности и току. Графика нагрузок в соответствии с утвержденной методикой подразделяются на индивидуальные – для отдельных приемников электроэнергии и групповые – для группы приемников электроэнергии.

**1.3.1 Построение индивидуальных графиков нагрузок**

Индивидуальные графики нагрузок обозначаются строчными буквами, например, график активной нагрузки (мощности) – p(t). Они необходимы для определения нагрузок мощных приемников электроэнергии.

Так как исходные данные содержат максимальное годовое электропотребление (Wгод), строятся суточные графики нагрузок. Для этого необходимо найти среднюю активную мощность за сутки во вторичной обмотке трансформаторов (pср(сут)2) по формуле, кВт:

. (1.1)

Значение максимальной активной мощности находится по формуле [9], кВт:

, (1.2)

где Kmax – коэффициент максимума активной мощности.

Коэффициент максимума активной мощности зависит от приведенного числа электроприемников n и коэффициента использования Ки и определяется по кривым [6]. Коэффициент использования находится по формуле:

, (1.3)

где  – номинальная активная мощность, кВт.

Так как номинальная активная мощность неизвестна, находим ее по формуле [8, 9] по формуле, кВт:

, (1.4)

где – номинальная мощность трансформаторов, кВт, принимается равной полной мощности трансформаторов; n – число трансформаторов.

Максимальную активную мощность найдем по формуле, кВт:

,

Для примера найдем исходные данные для построения индивидуальных графиков нагрузок для ТП‑18 питающейся от главной понизительной подстанции (ГПП) «РТП‑220».

Wгод=2935124 кВтч, Sном.тр=1600 кВт, n=2,

где n – количество трансформаторов.



.

- коэффициент спроса.



Результаты остальных расчетов сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Расчет максимальной активной мощности (п/ст «Февральск»)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование подстанции | Wгод | Рср | Sном.тр | n | Рс.ном | Кисп | Ксп | Рмакс |
| ЦРП | 709864,00 | 81,03 | 400,00 | 1,00 | 400,00 | 0,203 | 0,65 | 260,00 |
| ТП‑18 «Котельная» | 2935124,00 | 335,06 | 1600,00 | 2,00 | 3200,00 | 0,105 | 0,30 | 960,00 |
| ТП‑16 «Склад ГСМ» | 239547,00 | 27,35 | 400,00 | 1,00 | 400,00 | 0,068 | 0,92 | 368,00 |
| ТП‑17 «Лок-Депо». | 481353,00 | 54,95 | 1000,00 | 1,00 | 1000,00 | 0,055 | 0,24 | 240,00 |
| ТП‑55 | 345165,00 | 39,40 | 250,00 | 1,00 | 250,00 | 0,158 | 0,60 | 150,00 |
| ТП -19 | 420814,00 | 48,04 | 160,00 | 1,00 | 160,00 | 0,300 | 0,37 | 59,20 |
| ТП -8 | 401255,00 | 45,81 | 400,00 | 2,00 | 800,00 | 0,057 | 0,55 | 440,00 |
| ТП -20 | 382113,00 | 43,62 | 250,00 | 2,00 | 500,00 | 0,087 | 0,52 | 260,00 |
| ТП -5 | 843641,00 | 96,31 | 1030,00 | 1,00 | 1030,00 | 0,094 | 0,80 | 824,00 |
| ТП -2 | 761311,00 | 86,91 | 400,00 | 2,00 | 800,00 | 0,109 | 0,28 | 224,00 |
| КТП‑2 | 470911,00 | 53,76 | 250,00 | 1,00 | 250,00 | 0,215 | 0,60 | 150,00 |
| КТП «Маар – лес» | 61872,00 | 7,06 | 100,00 | 1,00 | 100,00 | 0,071 | 0,19 | 19,00 |
| КТП «ТУСМ» | 52240,00 | 5,96 | 40,00 | 1,00 | 40,00 | 0,149 | 0,36 | 14,40 |
| КТП «Мишута» | 79860,00 | 9,12 | 160,00 | 1,00 | 160,00 | 0,057 | 0,37 | 59,20 |
| КТП «Головко» | 73824,00 | 8,43 | 250,00 | 1,00 | 250,00 | 0,034 | 0,37 | 92,50 |
| КТП «Лесной» | 33292,00 | 3,80 | 250,00 | 1,00 | 250,00 | 0,015 | 0,65 | 162,50 |

Далее строем суточные графики нагрузок предприятий отдельных потребителей по данным таблица 1.3.

Таблица 1.3 – Активные и реактивные нагрузки для каждого часа зимних суток главной понизительной подстанции и крупных потребителей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Часы | Активная нагрузка, кВт | Реактивная нагрузка, кВт |
| РТП‑220 | РППЦ-АБ | ЦРП | РТП‑220 | РППЦ-АБ | ЦРП |
| 1 | 1715 | 352 | 214 | 1407 | 196 | 96 |
| 2 | 1771 | 328 | 230 | 1082 | 194 | 130 |
| 3 | 1667 | 324 | 192 | 1036 | 198 | 114 |
| 4 | 1738 | 336 | 202 | 1064 | 192 | 118 |
| 5 | 1650 | 304 | 202 | 1000 | 184 | 116 |
| 6 | 1695 | 312 | 188 | 1035 | 188 | 110 |
| 7 | 1822 | 324 | 202 | 1076 | 186 | 116 |
| 8 | 1733 | 328 | 172 | 977 | 168 | 90 |
| 9 | 1688 | 316 | 174 | 937 | 172 | 80 |
| 10 | 1780 | 346 | 178 | 1100 | 196 | 88 |
| 11 | 1827 | 336 | 174 | 1096 | 186 | 90 |
| 12 | 2028 | 424 | 204 | 1248 | 250 | 114 |
| 13 | 1987 | 368 | 212 | 1099 | 204 | 102 |
| 14 | 1370 | 254 | 156 | 833 | 144 | 94 |
| 15 | 1068 | 332 | 174 | 895 | 194 | 98 |
| 16 | 1812 | 426 | 130 | 1523 | 124 | 98 |
| 17 | 1514 | 386 | 264 | 1163 | 330 | 120 |
| 18 | 3252 | 386 | 174 | 1044 | 190 | 88 |
| 19 | 1908 | 360 | 180 | 1059 | 176 | 90 |
| 20 | 2116 | 392 | 208 | 1219 | 202 | 106 |
| 21 | 1683 | 302 | 162 | 944 | 160 | 80 |
| 22 | 1746 | 312 | 166 | 1002 | 170 | 84 |

**1.3.2 Построение суммарных графиков нагрузок**

Суммарные графики нагрузок построены не только для главной понизительной подстанции, но и для подстанций, которые питают не один потребитель. Так ЦРП питает ТП‑16 (склад ГСМ), ТП‑17 (лок. депо);

РППЦ-АБ питает ТП‑8 (наружное освещение), которое в свою очередь ТП‑5 (вокзал) и ТП‑20 (очистные) и т.д.;

**1.4 Расчет мощности трансформаторов**

**1.4.1 Выбор количества и установленной мощности силовых трансформаторов**

В системах электроснабжения предприятий мощность трансформаторов должна обеспечивать в нормальных условиях питание всех приемников электроэнергии. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращение естественного срока его службы.

Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов, которые, как правило, работают раздельно. При этом соблюдается условие, что любой из оставшихся в работе трансформаторов (при аварии с другим) обеспечивает полностью или с некоторым ограничением потребную мощность. Обеспечение потребной мощности может осуществляться не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их нагрузочной способности [10, 4].

Согласно суточным графикам известны значения максимальной активной мощности потребителей, из которых рассчитывается полная мощность на вторичной стороне трансформаторов.

Полная мощность на вторичной стороне трансформаторов необходима для питания потребителей и определяется, кВА:

, (1.6)

где Pmax - максимальная активная мощность всех подстанций, кВт; cosφ – коэффициент мощности.

Мощность нагрузки на первичной стороне трансформатора с учетом потерь в нем, кВА:



где pпост и pпер – постоянные и переменные потери в стали трансформатора соответственно 1 и 4%; Smax – полная мощность на вторичной стороне трансформаторов, кВА.

Так как на всех подстанциях и распределительных пунктах уже установлены по два трансформатора, проверяется их мощность с учетом роста нагрузок на ближайшие пять лет. Электрические нагрузки предприятий непрерывно растут. От правильной оценки электрических нагрузок зависит рациональность схемы электроснабжения и всех ее элементов. Неучет роста нагрузок приводит к нарушению оптимальных параметров сети. Обследования предприятий различных отраслей промышленности и обработка данных на основе теории вероятностей и математической статистики показали [10], что в большинстве случаев рост максимальных нагрузок достаточно точно описывается линейным законом:

, (1.8)

где, Smax – максимальная мощность нагрузки на первичной стороне трансформатора, кВА;

S(t) – максимальная мощность через t лет, кВА (время t принимается равным пяти годам);

α1 – коэффициент годового роста максимальных нагрузок, принимается равным 0,1.

Зная нагрузки для любого года расчетного периода t, по выбранной методике находятся параметры элементов систем электроснабжения предприятий.

Для примера рассмотрим выбор мощности трансформаторов на ТП‑18 питающейся от главной понизительной подстанции (ГПП) «РТП‑220».

Из суточного графика нагрузок или из таблицы 1 находим максимальную активную мощность, она равна Pmax =960кВт.

По формуле (1.6) определяем полную мощность на вторичной обмотке трансформатора, кВА:

.

 кВА.

После этого по формуле (1.7) находим максимальную полную мощность на первичной стороне трансформатора:



Далее определяем максимальную полную мощность, учитывая рост нагрузок:



Выбор мощностей трансформаторов для остальных подстанций сведен в приложение отдельно для ГПП и отдельных потребителей.

Таблица 1.5 – Выбор мощности трансформаторов подстанций, питаемых от ГПП «РТП‑220»

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потребитель | Pmax2, кВА | Smax2, кВА | Smax, кВА | S(t), кВА | Исходная мощность, кВА |
| ЦРП | 260,00 | 393,94 | 413,636 | 620,455 | 1х400 |
| ТП‑18 «Котельная» | 960,00 | 1548,39 | 1625,806 | 2438,710 | 2х1600 |
| ТП‑16 «Склад ГСМ» | 368,00 | 387,37 | 406,737 | 610,105 | 1х400 |
| ТП‑17 «Лок-Депо». | 240,00 | 333,33 | 350,000 | 525,000 | 1х1000 |
| ТП‑55 | 150,00 | 178,57 | 187,500 | 281,250 | 1х250 |
| ТП‑19 | 59,20 | 83,38 | 87,549 | 131,324 | 1х160 |
| ТП‑8 | 440,00 | 488,89 | 513,333 | 770,000 | 2х400 |
| ТП‑20 | 260,00 | 305,88 | 321,176 | 481,765 | 2х250 |
| ТП‑5 | 824,00 | 915,56 | 961,333 | 1442,000 | 1х630; 1х400 |
| ТП‑2 | 224,00 | 248,89 | 261,333 | 392,000 | 2х400 |
| КТП 2 | 150,00 | 178,57 | 187,500 | 281,250 | 1х250 |
| КТП Мар.лес | 19,00 | 33,93 | 35,625 | 53,438 | 1х100 |
| КТП ТУСМ | 14,40 | 24,00 | 25,200 | 37,800 | 1х40 |
| КТП Мишута | 59,20 | 83,38 | 87,549 | 131,324 | 1х160 |
| КТП Головко | 92,50 | 130,28 | 136,796 | 205,194 | 1х250 |
| КТП Лесной | 162,50 | 246,21 | 258,523 | 387,784 | 1х250 |

По результатам расчетов видно, что на трансформаторных подстанциях ТП №17, трансформатор, в период максимальной нагрузки остается недогруженным, а на ТП‑16 и ЦРП перегруженным. Предлагаю заменить трансформатор данной подстанции и установить на ТП‑16 трансформатор мощностью 630 кВА, а на ЦРП и ТП‑17 трансформаторы поменять местами, в целях экономии.

**1.4.2 Выбор номинальной мощности трансформаторов по кривым нагрузочной способности**

Выбор номинальной мощности трансформаторов по старению изоляции производится по упрощенному методу [4]. Его суть заключается в том, что устанавливаются пределы, в которых должна лежать необходимая номинальная мощность. Если пределы первого приближения не попадает ни одно из ряда значений номинальной мощности, выбираем большее ближайшее к верхнему пределу. В том случае, когда в эти пределы попадают два соседних из ряда значений и из них надо выбрать одно, определяют пределы второго приближения, более узкие. Если в этих пределах остается одно значение номинальной мощности, то ее достаточность проверяется расчетом на нагрузочную способность трансформаторов [4].

Если оказывается, что в ряду значений номинальной мощности нет того, которое укладывается в эти пределы, следует брать ближайшее большее; на этом выбор мощности трансформаторов заканчивается.

В том случае, когда в стандарте есть одно или даже два значения номинальной мощности, которые размещаются в этих пределах, следует проверить их достаточность. Для этой цели предлагается преобразовать любой график нагрузки в эквивалентный по количеству выделяемого тепла прямоугольный двухступенчатый. Такой график считается эквивалентным действительному по температуре. На рис. 2 представлен двухступенчатый график нагрузки. В периоды 1 и 3 действует нагрузка Pэ с, а в период 2 – нагрузка Pэ max.

Эти величины связаны с проверяемым значением номинальной мощности следующими коэффициентами: к1р=Рэс/Рном и к2р=Рэ max/Рном>1,0.



Рисунок 1.1 – Действительный и эквивалентный графики нагрузок

Наметив предварительно номинальную мощность трансформатора, а также значения к1р и к2р, обращаемся к графикам нагрузочной способности и, приняв к1г= к1р, по кривой, соответствующей заданной длительности максимальной нагрузки, находим значение коэффициента допускаемого превышения номинальной мощности к2г, то есть допустимую перегрузку в течение времени t. Далее сравнивается этот коэффициент с расчетным к2р.

Если к2р < к2г, то намеченная номинальная мощность достаточна. Если к2р > к2г, то есть в течение времени t перегрузка больше допустимой, то необходимо переходить следующему значению номинальной мощности трансформатора. Для этого следует заново найти к1р и к2р: значения обоих коэффициентов станут меньше. Приняв вновь к1г= к1р, найдем новое допускаемое значение к2г. Оно будет больше чем раньше, а к2р – меньше, и поэтому, как правило, всегда получится к1р < к1р, то есть новая номинальная мощность окажется достаточной. В [4] приведены графики нагрузочной способности, из которых выбирают нужный в зависимости от системы охлаждения (М, Д, ДЦ, Ц), постоянной времени трансформатора (τ=2,5 ч), эквивалентной температуры охлаждающей среды, определяемая по формуле:

, (1.9)

где j – номер месяца; - среднемесячная температура, С, в месяц с номером j; NM – количество месяцев, за которые определяется среднемесячная температура.

° С (1.10)

Результаты расчета по кривым нагрузочной способности приведены в таблице 1.6

Таблица 1.6 – Выбор необходимой мощности трансформаторов подстанций

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потребитель | К1Р | К2Р | t, час | К2г | Сравнение коэффициентов |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ЦРП | 0,10 | 1,06 | 4,00 | 1,60 | К2Р>К2г номинальная мощность не достаточна |
| ТП‑18 «Котельная» | 0,10 | 1,33 | 4,00 | 1,60 | К2Р<К2г номинальная мощность достаточна |
| ТП‑16 «Склад ГСМ» | 0,03 | 1,20 | 4,00 | 1,60 | К2Р>К2г номинальная мощность не достаточна |
| ТП‑17 «Лок-Депо». | 0,03 | 1,50 | 4,00 | 1,60 | К2Р<К2г номинальная мощность достаточна |
| ТП‑55 | 0,08 | 1,70 | 4,00 | 1,60 | К2Р<К2г номинальная мощность достато |
| ТП‑19 | 0,15 | 1,50 | 4,00 | 1,60 | К2Р<К2г номинальная мощность достаточна |
| ТП‑8 | 0,06 | 1,06 | 4,00 | 1,60 | К2Р<К2г номинальная мощность достаточна |

Так как на ЦРП и ТП‑16 мощность недостаточна, предлагается выбрать трансформаторы более высокой мощности – 630кВА

**1.5 Выбор сечения проводников электрической сети**

**1.5.1 Расчет электрической сети 10 кВ**

Линии электрических сетей по своему конструктивному исполнению должны отвечать определенным требованиям надежности, экономичности, безопасности и эксплуатационного удобства. Поэтому при выборе типов, конструктивных разновидностей и отдельных элементов линий, необходимо учитывать электрические параметры линий, условия окружающей среды, строительные условия, схему сети, динамику развития нагрузок и сети, а также экономические показатели.

В расчетах по определению мощности, передаваемой по участку распределительной сети, можно не учитывать потери в трансформаторах потребителей и в самой сети. При этом передаваемая мощность будет равна сумме нагрузок потребителей, питаемых по рассматриваемому участку.

Сечение проводника проверяется по следующим условиям:

* условие экономичной целесообразности;
* условие нагрева длительным рабочим током.

В распределительных сетях 10 кВ выбор сечения проводников производится по экономической плотности тока. Порядок расчета следующий: сначала определяется экономическая плотность тока jэк, А/мм2 в зависимости от продолжительности наибольшей нагрузки.

Далее определяется расчетный ток по формуле, А:

, (1.11)

где Smax(уч) – максимальная полная мощность, распределенная по участкам, кВА; Uном – номинальное напряжение, кВ.

Экономическая площадь сечения проводов определяется в конце по формуле, мм2:

. (1.12)

Экономическая площадь сечения проводов в свою очередь сравнивается с исходными данными проводов, и выбирается ближайшее сечение. Составляем расчетную схему, приведенную на рисунке 1.2.

В качестве примера рассмотрим участок линии РТП‑220 – ТП‑2

Пример расчета:



Рисунок 1.2 – Расчетная схема РТП‑220

На этом участке установлены кабельные АПВГ‑120, АВВГ‑95, АБ‑320 и воздушная линия АС‑50. Поэтому необходимо проверить обе линии по экономическому сечению.

Определим расчетный ток по формуле (1.11):

А.

Затем определяем экономическую плотность тока jэк, А/мм2 в зависимости от продолжительности наибольшей нагрузки, она равна jэк=1,4 А/мм2 для кабельной линии и jэк=1,1 А/мм2 для воздушной линии.

Окончательно определяем экономическую площадь сечения проводов по формуле (1.12):  мм2.

Выбор сечения проводов для остальных участков понизительной подстанции сети сведем в таблицы 1.7.

Таблица 1.7 – Выбор сечения проводов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Участок сети | Тип линии | Длина, км | Рmax, кВт | Qmax | Smax, кВА | Iрас, А | jэк, А/мм2 | Fэк, мм2 |
| РТП 220‑РППЦ | АС‑50 | 2 | 1216 | 1040 | 1600 | 92,3 | 1,4 | 65,9 |
| РППЦ-ТП8 | АПВГ‑3х120АС‑50 | 1,33 | 920 | 842 | 1247 | 72,0 | 1,4 | 51,4 |
| ТП8‑ТП5 | АБ‑3х120АС‑35 | 1,04 | 728 | 663 | 984 | 56,8 | 1,4 | 40,6 |
| ТП5‑ТП2 | АВВГ3х95АС‑35 | 0,62 | 192 | 164 | 252 | 14,5 | 1,4 | 10,4 |
| РППЦ-ТП20 | АС‑50 | 1,60 | 260 | 181 | 316 | 18,2 | 1,4 | 13,06 |
| РТП‑220‑ТП18 | ААВГ3х150АС‑50 | 3,06 | 768 | 656 | 1010 | 58,3 | 1,4 | 41,6 |
| РТП220‑ЦРП | ААПЛ3х150АС‑50 | 1,16 | 608 | 416 | 736 | 42,5 | 1,4 | 30,38 |
| ЦРП-ТП16 | АВВБ3х50АС‑50 | 1,45 | 368 | 276 | 460 | 26,5 | 1,4 | 18,97 |
| ЦРП-ТП17 | АВВБ‑3х120 | 0,30 | 310 | 248 | 396 | 22,9 | 1,4 | 16,37 |
| РТП-ТП19 | АС‑70 | 6,4 | 59 | 35 | 68 | 3,9 | 1,4 | 2,8 |
| РТП-ТП55 | АВВБ‑3х95АС‑70 | 6,11 | 150 | 112 | 187 | 10,8 | 1,4 | 7,72 |

При выполнении расчетов электрических распределительных сетей встречаются две основные задачи:

* площадь сечения проводников линий на всех участках сети известна, необходимо проверить потерю напряжения от точки питания до удаленных нагрузок;
* по допустимым потерям напряжения подобрать необходимую площадь сечения проводов линий на всех участках сети.

Для обеспечения нормальной работы электроприёмников, отклонение напряжения на их зажимах не должно превышать допустимых значений. ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии у электроприёмников, присоединённым к электрическим сетям общего пользования» допускает отклонение напряжения в электрических сетях на зажимах электроприемников в следующих пределах: у осветительных приборов, установленных на промышленных предприятиях, в общественных зданиях и прожекторных установках наружного освещения от минус 2,5 до плюс 5%; у других приемников, присоединенных к городским и промышленным электрическим сетям от минус 5 до плюс 5%.

**1.5.2 Определение потерь напряжения в ЛЭП**

Потерю напряжения рассчитываем исходя из активных и реактивных мощностей, протекающих по n‑му участку линии (кабеля)-Ρk и Qk, при этом обозначим сопротивление элемента схемы замещения Rk и Xk.

Падение напряжения находим на всех участках от пункта питания до каждой трансформаторной подстанции.

Для определения потери напряжения в линиях электропередачи необходимо найти сопротивления участков. Активное и индуктивное сопротивление участков линий приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование линии | № фидера | Длина линии L, км | Индуктивное сопротивление 1 км провода x0, Ом/км | Активное сопротивление 1 км провода r0, Ом/км | Индуктивное сопротивление участка xk, Ом/км | Активное сопротивление участка rk, Ом/км |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| РТП‑220‑РППЦ | 10,39 | 2 | 0,392 | 0,65 | 0,784 | 1,3 |
| РППЦ – ТП №8 | 81,82 | 1,20 | 0,081 | 0,258 | 0,097 | 0,309 |
| 0,13 | 0,392 | 0,65 | 0,051 | 0,085 |
| ТП №8‑ТП №5 | 81,82 | 0,21 | 0,081 | 0,258 | 0,017 | 0,011 |
| 0,83 | 0,403 | 0,91 | 0,334 | 0,755 |
| РППЦ – ТП №20 | 201,2 | 1,60 | 0,392 | 0,65 | 0,627 | 1,04 |
| РТП220‑ТП №18 | 25,28 | 0,06 | 0,079 | 0,206 | 0,005 | 0,012 |
| 3,00 | 0,392 | 0,65 | 1,176 | 1,95 |

Потери напряжения на участках ЛЭП, В, определяем по формуле:

 (1.13)

где *P* – активная мощность на k‑ом участке, кВт;

*Q* – реактивная мощность на k‑ом участке, кВАр;

*r –* активное сопротивление k‑ого участка, Ом;

*x –* реактивное сопротивление k‑ого участка, Ом;

*Uном* – номинальное напряжение сети, кВ;

Зная индуктивное сопротивление xk, найдем потерю напряжения в линии, обусловленную передачей реактивной мощности, В:

 (1.14)

Допускаемая потеря напряжения в линии при передаче активной мощности, В:

 (1.15)

Определение сечений проводов линии по допустимой потере напряжения:

 (1.16)

где F – искомая площадь сечения, мм2;

P – активная мощность линии кВт;

l – длина линии, км;

γ – удельная проводимость материала; удельная проводимость алюминия ;

Uном – номинальное напряжение сети, кВ;

Пример расчета:

Участок линии РТП‑220 – РППЦ-АБ

Потери напряжения на участке, составят: 

Потери напряжения в линии, обусловленные передачей реактивной мощности на участке, составят: В

Допускаемая потеря напряжения в линии при передаче активной мощности, составят: В

Искомая площадь сечения проводов линии, мм2, будет равна:

 мм2

Аналогично производим расчеты для других линий по формулам (1.13) – (1.16), результаты остальных расчетов сводим в таблицу 1.9

Таблица 1.9 – Потери напряжения в ЛЭП

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование линии | Потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью , В | Допускаемая потеря напряжения при передаче активной мощности , В | Потери напряжения , В | Соотношение расчетных и фактических сечений проводов Fрасч/Fфакт  |
| РТП‑220‑РППЦ | 239,6 | 81,5 | 158,1 | 48/50 |
| РППЦ – ТП №8 | 8,1 | 28,4 | 28,4 | 121/120 |
| 3,2 | 6,4 | 6,4 | 36/35 |
| ТП №8‑ТП №5 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 123/120 |
| 22,1 | 54,9 | 54,9 | 34/35 |
| ТП №5‑ТП №2 | 0,1 | 0,7 | 0,7 | 96/95 |
| 2,1 | 13,6 | 13,6 | 34/35 |
| РППЦ – ТП №20 | 11,3 | 27,0 | 27,0 | 51/50 |
| РТП‑220‑ТП №18 | 0,05 | 0,3 | 0,3 | 156/150 |
| 77,1 | 149,7 | 149,7 | 48/50 |
| РТП‑220‑ЦРП | 0,5 | 2,0 | 2,0 | 152/150 |
| 15,5 | 37,9 | 37,9 | 48/50 |
| ЦРП – ТП №16 | 0,4 | 4,5 | 4,5 | 50/50 |
| 21,0 | 46,2 | 46,2 | 48/50 |
| ЦРП – ТП №17 | 0,5 | 2,3 | 2,3 | 121/120 |
| РТП‑220‑ТП №19 | 8,5 | 17,3 | 17,3 | 67/70 |
| РТП‑220 – ТП №55 | 0,02 | 0,1 | 0,1 | 104/95 |
| 59,3 | 111,0 | 170,3 | 67/70 |

**1.6 Выбор и проверка силового оборудования схемы электроснабжения**

**1.6.1 Расчет токов короткого замыкания**

Согласно Правилам устройства электроустановок [2], выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по электродинамической и термической устойчивости производится по току трехфазного короткого замыкания Ik(3), поэтому в проекте необходимо произвести расчет токов короткого замыкания Ik(3) для всех РУ.

Мощность короткого замыкания, МВА, на шинах подстанций, которые являются источниками питания сетевого района, приведена в таблице 1.10

Таблица 1.10 – Мощность короткого замыкания

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование подстанций | Мощность короткого замыкания, МВА |
| РТП‑220 | 111,8 |
| ЦРП | 70 |
| РППЦ-АБ | 87 |

Зная мощность короткого замыкания, по [12] находим сопротивление источника питания, Ом,

. (1.17)

где UHOM – номинальное напряжение сети, кВ;

SК.З – мощность короткого замыкания источника питания, МВА.

Полное сопротивление линии, по которой будет протекать ток короткого замыкания, определяем по формуле, Ом,

, (1.18)

где r– активное сопротивление линии, Ом;

х– индуктивное сопротивление линии, Ом.

Расчет активного и реактивного сопротивления линии ведем по формулам:

 , (1.19)

где - активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

- индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

- длина линии, км.

Полное сопротивление до точки короткого замыкания рассчитываем по формуле:

. (1.20)

Ток трехфазного короткого замыкания, кА, находим по формуле:

. (1.21)

Пример расчета:



Рисунок 1.3 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания в распределительной сети

Для участка ЛЭП РТП‑220 – РППЦ:

* мощность короткого замыкания источника питания Sк.з.= 111,8 МВА;
* тип линии – АС‑50;
* длина линии 2 км;
* активное сопротивление 1 км линии 0,65 Ом/км;
* реактивное сопротивление 1 км линии 0,392 Ом/км.
* сопротивление источника питания

 Ом.

Активное сопротивление линии:  Ом.

Индуктивное сопротивление линии:  Ом.

Полное сопротивление линии:

 Ом.

Сопротивление до точки короткого замыкания:  Ом.

Ток короткого замыкания на шинах:  кА.

Результаты остальных расчетов по формулам (1.17) – (1.21) приводим в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Токи короткого замыкания.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование трансформаторной подстанции | , Ом | , Ом | , кА | , кА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ЦРП | 0,151 | 1,085 | 5,588 | 4,862 |
| ТП №16 «Склад ГСМ» | 1,859 | 2,794 | 2,169 | 1,887 |
| ТП №17 «Локомотивное депо» | 0,873 | 1,807 | 3,356 | 2,919 |
| ТП №18 «Котельная» | 2,29 | 3,224 | 1,880 | 1,636 |
| ТП №55 «2‑й подъем» | 3,850 | 4,784 | 1,267 | 1,102 |
| ТП №19 «Водозабор» | 3,827 | 4,761 | 1,273 | 1,108 |
| ТП №8 | 0,421 | 1,355 | 4,474 | 3,892 |
| ТП №5 | 1,263 | 2,197 | 2,760 | 2,401 |
| ТП №2 | 1,763 | 2,697 | 2,205 | 1,918 |
| ТП №20 «Очистные» | 1,214 | 2,148 | 2,823 | 2,456 |
| РППЦ-АБ | 0,151 | 1,085 | 2,44 | 2,1 |

**1.6.2 Расчет максимальных рабочих токов**

Электрические аппараты выбираем по условиям длительного режима работы сравнением рабочего напряжения и наибольшего длительного рабочего тока присоединения, где предполагается установить данный аппарат, с его номинальным напряжением и током. При выборе необходимое исполнение аппарата.

Расчет максимальных рабочих токов производится на основании номинальных параметров оборудования по формулам:

– для вторичных вводов силовых трансформаторов 10 кВ, А:

, (1.22)

где Кпер – коэффициент, учитывающий перегрузки трансформаторов, принимается равным 1,5.

– для сборных шин подстанции 10 кВ, А:

, (1.23)

где Крн2 – коэффициент распределения нагрузки на шинах вторичного напряжения, равный 0,5 – при числе присоединений пять и более; 0,7 – при меньшем числе присоединений.

– для первичных вводов трансформаторов РУ‑10 кВ, А:

, (1.24)

– для сборных шин подстанции 0,4кВ кВ, А:

, (1.25)

– для вторичных вводов трансформаторов РУ – 0,4 кВ, А:

, (1.26)

Таблица 1.12 – Расчет максимальных рабочих токов

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование потребителя | **Iрmax, А** |
| 1 | 2 |
| Вторичная обмоткатрансформатора 10 кВ |  |
| Сборные шины подстанции 10 кВ |  |
| Первичная обмоткатрансформатора ЗРУ‑10кВ |  |
| ТП‑17 |  |

По найденным максимальным рабочим токам производим выбор силового оборудования по условию:

, (1.27)

где Iн – номинальный ток аппарата, кА;

Iрабmax – максимальный рабочий ток, кА.

**1.6.3 Проверка сборных жестких шин на трансформаторных подстанциях**

В закрытых РУ‑10 кВ сборные шины выполнены жесткими алюминиевыми шинами.

Сборные жесткие шины проверяются по [14]

– по длительно допускаемому току:

, (1.28)

где Iдоп. – длительно допускаемый ток для проверяемого сечения, А;

Iр.max – максимальный рабочий ток сборных шин.

– по термической стойкости

, (1.29)

где q – проверяемое сечение, мм

qmin – минимальное допустимое сечение токоведущей части по условию её термической стойкости, мм;

Вк – тепловой импульс тока короткого замыкания для характерной точки подстанции, кА;

С – коэффициент,

Тепловой импульс тока короткого замыкания по [14] находим по формуле:

 (1.30)

где Iк – ток короткого замыкания на шинах подстанции, кА;

– время протекания тока короткого замыкания, с;

Та – постоянная времени цепи короткого замыкания, с.

Находим время протекания тока короткого замыкания, с.,

, (1.31)

где tз – время срабатывания основной защиты, с;

tв – полное время отключения выключателя, с.

– по электродинамической стойкости

, (1.32)

Электродинамическая стойкость шин, укрепленных на опорных изоляторах, проверяется по механическому напряжению , возникающему в них при коротком замыкании, МПа,

, (1.33)

где l – расстояние между соседними опорными изоляторами, м;

а – расстояние между осями шин соседних фаз, м;

iу – ударный ток короткого замыкания, кА;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, м.

Ударный ток короткого замыкания определяем по формуле

 (1.34)

Момент сопротивления однополюсных прямоугольных шин при расположении плашмя определяем по формуле

, (1.35)

где в – толщина шины, м;

h – ширина шины, м;

– допустимое механическое напряжение в материале шин.

Пример расчета:

На ЦРП установлены шины размером 40х5.

Проверяем по длительно допускаемому току.

Для шин сечением 200 мм, выполненных из алюминиевого материала по [9] длительно допускаемый ток Iдоп.=513 А.

Максимальный расчетный ток сборных шин Iр.max=69,28 А

513А > 69,28 А.

Проверяем по термической стойкости:

Сечение шин q=200 мм;

время протекания тока короткого замыкания tк=0,14 с.

Для распределительных сетей напряжением 10 кВ постоянная времени цепи короткого замыкания Та = 0,045 с.

Ток короткого замыкания Iк = 5,58 кА таблица (1.11)

Тепловой импульс тока короткого замыкания:

 кА2с.

Согласно [12] для алюминиевых шин коэффициент С=88 .

Минимально допустимое сечение токоведущей части

 мм2.

Условие проверки 200 мм> 21 мм выполняется.

Проверяем по электродинамической стойкости:

Момент сопротивления шины:

 м3.

Ударный ток короткого замыкания:

 кА.

Механическое напряжение в материале шины при длине пролета l=1 м и расстоянии между шинами фаз а = 0,25 м

 МПа.

Допустимое механическое напряжение в материале шин [12]что больше . Таким образом, по результатам расчетов видно, что шины, установленные на подстанции ЦРП удовлетворяют условиям проверки.

Аналогичные расчеты для остальных подстанций приводим в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Проверка сборных шин в распределительных сетях 10 кВ ст. Февральск

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование подстанции | Тип токоведущих частей мм2 | Соотношение паспортных данных и расчетных данных |
| Iдоп. /Iр.max., А | q/qmin, мм2 | , МПа |
| ЦРП | А‑40х5 | 513/69,28 | 200/21 | 40/6,6 |
| ТП №16 «Склад ГСМ» | А‑40х5 | 513/69,28 | 200/17 | 40/40,2 |
| ТП №17 «Локомотивное депо» | А‑40х4 | 456/173 | 160/15 | 40/4,3 |
| ТП №18 «Котельная» | А‑60х6 | 827/69,28 | 360/15 | 40/1,2 |
| ТП №55 «2‑й подъем» | А‑40х4 | 456/43,3 | 160/22 | 40/8,3 |
| ТП №19 «Водозабор» | А‑40х5 | 513/28,3 | 200/16 | 40/3,9 |
| ТП №8 | А‑40х4 | 513/69,28 | 160/35 | 40/21,3 |
| ТП №5 | А‑40х4 | 456/109 | 160/49 | 40/31,3 |
| ТП №2 | А‑60х6 | 703/69 | 300/18 | 40/2,4 |
| ТП №20 «Очистные» | А‑40х4 | 456/43,3 | 160/18 | 40/5,7 |
| РППЦ-АБ | А‑30х4 | 347/70 | 120/28 | 40/25,3 |

По результатам расчетов видно, что сборные шины в распределительных сетях 10 кВ, полностью удовлетворяют паспортным данным.