


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
« 03 » 07 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


на тему: Расчетные методы для оценки эффективности и оптимизации расстановки ограничителей перенапряжения нелинейных и разрядников на линиях электропередачи

Исполнитель
студент группы 842ом-1  22.06.2020 Р.П. Колтыга
подпись, дата

Руководитель
канд.тех.наук,
профессор  22.06.2020 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Руководитель
магистерской
программы
докт.техн.наук,
профессор  02.07.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  03.07.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Рецензент  06.07.2020 Е.Б. Николаев
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

« 25 » 03 2020 г.

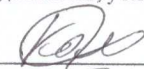
ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Калтына Романа Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расчетное задание для оценки проективности и оптимальности расстановки арматурных перемычек в массивных железобетонных конструкциях
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Климатический район Приуралья край, материал указан по выбору ОПИ.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ условий и характеристика климата для выбора оптимальной расстановки арматурных перемычек в массивных железобетонных конструкциях.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 113 стр. паспортной записи, 40 таблиц, 10 графиков, 1 шт. графической записи, 2 приложения, 7 листов
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)
7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мещеряков Ю.В. канд. тех. наук, проф.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 113 с., 22 рисунков, 47 таблиц, 5 приложений, 34 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫЙ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

В основной части магистерской диссертации произведены расчеты для оценки эффективности и оптимизации расстановки ограничителей перенапряжения нелинейных и разрядников на линиях электропередачи.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика источника питания	10
1.2 Климатическая и географическая характеристика	11
2 Перенапряжения в электрических сетях	17
2.1 Внешние перенапряжения	17
2.2 Внутренние перенапряжения	19
2.3 Особенности внутренних перенапряжений	21
3 Защита от перенапряжений в электрических сетях	24
4 Основные характеристики ОПН	26
4.1 Характеристики сети, в которую устанавливается ОПН	26
4.2 Характеристики ОПН, от которых зависит его надежная работа в сети под рабочим напряжением и при воздействии квазистационарных перенапряжений	26
4.3 Характеристики ОПН, от которых зависит защищенность оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений	26
4.4 Характеристики ОПН, от которых зависит его надежная работа при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений	27
5 Выбор характеристик ОПН в общем случае	29
5.1 Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН	33
5.2 Выбор энергоемкости ОПН	36
5.3 Проверка достаточности прочих характеристик ОПН	36
6 Типовые и особые случаи применения ОПН 6-35 кВ	41
7 Выбор характеристик опн 6-35 кВ в типовых случаях	44
8 Выбор характеристик опн 6-35 кВ в особых случаях	52
8.1 Защита от коммутационных перенапряжений конденсаторных Батарей	52

8.2	Защита от грозových перенапряжений изоляции ВЛ 6-35 кВ	52
8.3	Защита от перенапряжений сетей генераторного напряжения	54
8.4	Защита от перенапряжений изоляции «экран-земля» однофазных кабелей высокого напряжения	54
8.5	Защита от перенапряжений в сетях с повышенным содержанием Гармоник	56
8.6	Защита от перенапряжений в сетях с резистивно-заземленной нейтралью в сетях с резистивно-заземленной нейтралью	57
9	Повышение надежности ОПН в сетях 6-35 кВ	58
10	Типовые и особые случаи применения ОПН 110-750	60
11	Выбор характеристик ОПН 110-750 кВ в типовых случаях	64
12	Выбор характеристик ОПН 110-750 кВ в особых случаях	68
13	Экономический расчет	74
14	Безопасность и экологичность	88
14.1	Безопасность	88
14.2	Экологичность	93
14.3	Чрезвычайная ситуация	96
	Заключение	100
	Библиографический список	101
	Приложение А Расчет данных схемы в ПВК Mathcad	105
	Приложение Б Экономический расчет в ПВК	108

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БАВР – быстродействующий АВР;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРУ – генераторное распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЦРП – центральная распределительная подстанция;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» — энергокомпания, осуществляющая деятельность по передаче и транспортировке электрической энергии по распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области, Приморского края, Южного района республики САХА (Якутия). Входит в состав группы «РусГидро». Полное наименование — «Акционерное общество „Дальневосточная распределительная сетевая компания“» (АО «ДРСК»). Головной офис компании расположен в г. Благовещенске Амурской области.

АО «ДРСК» осуществляет свою деятельность на территории Амурской области, Приморского края, Хабаровского края, Еврейской автономной области, а также юга Республики САХА (Якутия). Общая площадь указанных регионов составляет 1 604,3 тыс. км², численность населения — свыше 5,2 млн человек. В обслуживании компании свыше 58004 км линий электропередачи напряжением 0,4 — 110 кВ, 708 подстанций, установленная мощность 11 737 МВА.

Сегодня АО «ДРСК» поставляет электричество Якутии в Тихий океан: крупные производственные предприятия, транспорт и сельское хозяйство, социально значимые объекты, осуществляет технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям.

С 2008 года АО «ДРСК» начала работать в рамках интегрированной системы менеджмента: разработала систему управления рисками, приняла базовый подход к управлению, изменила организационный план, а также провела документированные обязательные процедуры. Интегрированная система управления предприятием воссоединила сферы деятельности, связанные с качеством обслуживания потребителей для оказания услуг по передаче электроэнергии, а также для технологического присоединения к электрическим сетям, экологическим аспектам, защите труда и промышленной безопасности.

Основными стратегическими целями компании являются лидерство на рынке электрических перевозок путём консолидации активов распределительного сетевого комплекса Дальнего Востока, поддержание имущества комплекса сбыта сети Дальнего Востока, улучшение качества услуг электросетевого вещания и технического присоединения, обеспечение уверенности и уверенности в электрическом комплексе, повышение эффективности управления ресурсами Компании.

В связи с приведением наименования Общества в соответствие с требованиями главы 4 части первой Гражданского кодекса РФ 10 июля 2015 года осуществлена регистрация новой редакции Устава Общества, согласно которой Общество переименовано в Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») (организационно-правовая форма — непубличное акционерное общество).

Вот уже 75 лет благодаря широкому кругу «Приморских электрических сетей» каждый вечер миллион огней зажигается в домах жителей Приморского края, предприятий и служб помощи. За эти годы компания сменила несколько поколений энергетиков. Они дали дорогу к формированию энергетической инфраструктуры Приморья, сопротивлялись во время Великой Отечественной войны и привели энергетику на новый и современный уровень.

Городское хозяйство Владивостока отказалось от линии электропередачи напряжением 22, 6, 2,2 и 0,22 киловольт общей протяженностью 96 км. Девять вспомогательных станций относительно большого размера, в числе которых подстанции «А», «Улисс», «Заводская» и 36 малых трансформаторных пунктов общей установленной мощностью 11 мегаватт.

В последующие годы электросети Уссурийска-Никольского, Хабаровска, Комсомольска были включены в «Дальэнерго».

Эпоха войны оказалась жестким доказательством для сетевиков, и сообщество сократилось вдвое, потому что многие люди вышли на передовую. Это больше сказывалось в машиностроении, механизмы, но энергетики героически сопротивляется этому трудному периоду.

В 1945 году начато строительство новых электрических линии для высокого напряжения 110 кВ. Одна из них был специально создана для более надежной связи между АртемГРЭС и Владивостоком (48 км). Другая - пролегла от Артема до Уссурийска (59 км). В то же время возводилась подстанция 110/35/6 кВ «Уссурийск» мощностью 10 МВА. В эксплуатацию все эти объекты были приняты уже в 1948 году.

В Приморском крае в 50-е годы введены в эксплуатацию узловые подстанции «Уссурийск» мощностью 10 МВА, «Западная» (30 МВА), «Находка» (40 МВА), сотни километров воздушных линий напряжением 110, 35, 10 и 6 кВ.

Начало 60-х годов – является периодом больших энергетических преобразований. В этот момент на всей территории Приморья формируются достаточно разветвленные электрические сети. Впоследствии там была создана сеть, которая делилась на основе географического положения зон ответственности - сетей северных, южных, западных и центральных распределительных сетей.

На данный момент происходит новый качественный рывок с построением линий 220 кВ и первых ЛЭП – 500. Эти линии уменьшают потери электрической энергии, передаваемой на сверхмерное расстояние. Электрическая энергия поступает в самые дальние населенные пункты. Строятся ЛЭП-220 «Партизанская ГРЭС – Кавалерово», «Подстанция 2Р – АртемТЭЦ», «АртемТЭЦ – Партизанская ГРЭС», ПС «Широкая».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

1.1 Характеристика источника питания

Приморский край расположен на юго-вост. окраине России, в самой юж. части Дальнего Востока. Входит в Дальневосточный федеральный округ. На Ю. и В. омывается Японским морем, на С. граничит с Хабаровским краем, на З. – с Китаем (протяжённость гос. границы ок. 1 тыс. км), на Ю.-З. – небольшой участок границы с КНДР (17 км). В состав П.к. входят многочисленные о-ва (Русский, Попова, Аскольд и др.). Пл. края 165,9 тыс. км² (ок. 1% пл. РФ). Нас. 2019,5 тыс. чел. (2006). Адм. центр – г. Владивосток.

В составе П.к. 24 адм. района, 12 городов, 31 посёлок городского типа, 226 сельских администраций.

Высшие органы исполнительной и законодательной власти – Администрация Приморского края во главе с губернатором и Законодательное собрание.

По характеру рельефа Приморский край – в основном горная страна. Только пятая часть его территории находится в низинах и долинах рек. Самая большая низменность – Уссурийско-Ханкайская, или Приханкайская равнина, использует около 20% поверхности Приморского края. Около 4/5 территории Приморского края занято хребтами горной страны Сихотэ-Алинь, которая распространилась с северо-востока на юго-запад. Хребет состоит из многочисленных горных групп, переплетающихся между собой и отдельных возвышенностей. Сихотэ-Алинь можно рассматривать как систему хребтов, которая распространяется параллельно побережью Японского моря. Наивысшие вершины хребта: гора Аник – 1933 м., Облачная – 1855 м., Высокая – 1746 м., Снежная – 1684 м.

В хребте Сихотэ-Алинь насчитывается до восьми параллельных цепей горы, каждая цепь пересекается несколько раз через глубокие долины рек. Большинство горных цепей имеет полого-волнистые поверхности, с пологими склонами и вершинами округлой формы.

Хребет Сихотэ-Алинь имеет асимметричное и ступенчатое строение. Восточный Сихотэ-Алинь имеет ширину 50-100 км, состоит из коротких, расчлененных хребтов различного направления. Горные холмы часто крутыми склонами обрываются вниз, образуя скалистый берег Японского моря. Западный Сихотэ-Алинь состоит из отдельных хребтов (Западный Синий, Восточный Синий, Холодный и др.), расчлененных широкими долинами рек. Здесь склоны гор более пологие. К югу Приморского края хребты расположены параллельно береговой черте – это хребет Пржевальского, Партизанский и Ливадийский. Запад края состоит из многочисленных отрогов, один из которых – Богатая грива – образует полуостров Муравьева-Амурского и острова к югу от него.

Отроги Восточно-Маньчжурской горной страны заходят в Приморье своей восточной частью, находятся между государственной границей с КНР, озером Ханка, р. Раздольной и побережьем Японского моря и занимают около 10% площади Приморья. В литературе их называют часто – Хасано-Гродековские горы. Они имеют полого-волнистые очертания и представляют собой низкогорные и среднегорные цепи с встречающимися вулканическими плато. Выделяется в западной части хребет Пограничный с высокой вершиной – г. Кедровая (964 м). На юге расположены Черные горы, по гребню которых проходит государственная граница. Наиболее высокие вершины здесь – гора Высокая (997 м) и Луна (921 м).

Равнина Приханкай (Уссури-Ханкайская занимает около 20% территории края, расположенной между Сихотэ-Алином и горной страной Восточно-Маньчжурской. Равнина состоит из приозерной впадины и низменных частей речных бассейнов, примыкающих к озеру Ханка и окаймленными низкогорьями и возвышенностями. Здесь расположено одно из самых больших – Хорольское низкогорье (с вершинами от 240 до 370 м).

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Таблица 1-Климатическая характеристика

Климатические условия	Расчетная величина
Нормативная скорость ветра, м/сек	25
Район по гололеду	IV
Низшая температура воздуха, °С	-49
Высшая температура воздуха, °С	36
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,1- 6
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность,%	68
Продолжительность отопительного периода, сут.	235

Разнообразие рельефа Приморского края сочетается с климатическим разнообразием. Прибрежные зоны характеризуются поздней и туманной, холодной весной, холодным летом и поздней осенью, центральные районы – засушливым климатом континентального характера, более жарким летом. Находясь между крупнейшим континентом мира и крупнейшим океаном– Тихого океана, Приморский край постоянно испытывает влияние этих двух гигантов. Решающее значение имеет не столько расположение края в довольно низких широтах умеренного пояса, сколько его положение на краю огромного материка Азии, сильно охлаждающегося зимой и подогревающегося летом.

Погоду в Приморье диктуют муссоны. Зимой территория края находится под преобладающим воздействием очень холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области мощного азиатского антициклона. Поток воздуха направлен с районов Китая на юго-восток, от области азиатского антициклона к области более низкого давления, располагающийся над Тихим океаном и окраинными морями.

В летнее время движение воздушных масс приобретает противоположное направление. В этот период юго-восточные ветры несут морской воздух, кото-

рый является относительно холодным и влажным в первой половине лета, очень влажным и горячим в другой половине.

Зима в крае характеризуется ясными днями, незначительной высотой снежного покрова и сильными морозами. Продолжительность зимы – в центральных и северных районах края – 4-5, на юго-западе – 3-3,5 месяца. Средние месячные температуры воздуха колеблются от 13-18°C (в феврале местами на побережье 7-12°C) до 20-25°C. Самая низкая средняя температура зимы регистрируется в континентальных зонах на западных холмах и в горах Сихотэ-Алиня. Решающая роль в распределении зимних температур в крае принадлежит хребту Сихотэ-Алинь, который является естественной климатической границей между восточными прибрежными и западными предгорными районами. Повышение зимних температур на побережье Японского моря объясняется не только экранирующей ролью Сихотэ-Алиня в отношении муссонных потоков и отепляющим влиянием моря, но и наличием здесь "феновых" процессов; ветры, дующие с гор Сихотэ-Алиня в сторону моря, в отдельные дни значительно повышают температуру воздуха, и потому зимой наиболее теплыми районами являются южное и восточное побережье края.

Продолжительность холодного периода (со среднесуточными температурами воздуха ниже 0°C) на значительной части территории края составляет 130 - 160 дней, и увеличилась на 180 дней только в северной части западной стороны и к вершинам Сихотэ-Алиня. Самая низкая (наименее абсолютная) ночная температура - 40-45 ° С на севере предгорья 47-49 ° С, в прибрежных зонах - 26-31 ° С.

Особенностью приморского климата в холодной половине года является наличие частых оттепелей. В наиболее жаркие годы максимальная температура воздуха (абсолютный максимум) может быть до 7 - 12°C, в феврале - до 14 - 16°C. Ежемесячные суммы осадков (норма) в зимние месяцы самые маленькие в годовом их распределении. Значение их изменяется от 5 мм (в западных районах края) до 29 мм (в центральных районах). В отдельные годы месячное ко-

личество осадков может значительно превышать норму и составлять 20 - 64 мм. На юге края нередки случаи, когда осадков выпадает меньше нормы.

Сильнейшие снегопады (20 мм и более, за 12 часов или меньше) стали более распространенными на востоке области почти с каждым годом. Повторяемость сильных метелей, гололедно-изморозевых отложений бывает один раз в десять лет.

В холодное полугодие, когда постоянно существует большая разница между величиной атмосферного давления над азиатским континентом и Тихим океаном, возрастает повторяемость штормовых северных ветров: в отдельные годы число дней с ветром более 15 м/с в крае может достигать 15 - 20.

Весна в крае длинная. В континентальных районах повышение температуры воздуха от 0 до 10°C весной происходит за 30 - 45 дней, на побережье Японского моря и в прибрежных районах этот период увеличивается до 50 - 70 дней.

Заморозки прекращаются раньше всего в южных и прибрежных районах в третьей декаде апреля, на остальной территории края - в конце апреля и в первой декаде мая, но возможны заморозки на востоке края и в начале июня.

Постоянное увеличение притока тепла в марте приводит в сильное повышение температуры воздуха от суток к суткам. Даже если среднемесячная температура этого месяца отрицательна по всей территории края, но она выше февральской в среднем на 5 - 10°C и составляет 4 - 9°C, на побережье 1 - 3°C мороза. В последующие месяцы там зарегистрировано заметное повышение среднемесячной температуры воздуха. Если в апреле это 1-6 ° С жары, в мае 7-12 ° С.

Абсолютный минимум температуры воздуха, т.е. температуры возможной только в отдельные ночи наиболее холодных лет изменяется от 20-25°C (в горах 32-37°C мороза) в марте до 4-9 °С мороза, на юге 0-2°C тепла в мае. Самые высокие значения (абсолютный максимум) составляют в марте - 16 - 21°C, в апреле - 25 - 30°C и в мае - 30 - 35 °С. В первой половине апреля наблюдается сход снежного покрова. Осадки весной по сравнению с зимним периодом уве-

личиваются до 30 - 60 мм. В отдельные годы наблюдаются засушливые периоды, когда месячная сумма осадков не превышает половины средней многолетней нормы. Так, в 1989, 1993, 1997, 1998 гг. осадки на большей части континентальных районов составили всего 20 - 50% от многолетней нормы.

В весенний период количество туманов увеличивается 1-3 дня в континентальных зонах до 11-13 дней на побережье. В марте зимний муссон продолжал действовать по всей территории края, но уже в ряде районов края заметно уменьшение повторяемости основных зимних направлений, а появляются ветры с направлениями, свойственными теплому периоду года, к маю заметно возрастает повторяемость сильных ветров этих направлений.

Лето в Приморье в первой своей половине обычно жаркое и сухое в континентальной части и прохладное с частыми туманами и моросью - на побережье и во второй половине - жаркое, влажное, с обильными дождями.

Среднемесячная температура воздуха на побережье Японского моря в июне выше майской на 3-5°C. На восточных холмах Сихотэ-Алиня и всему побережью Японского моря она составляет 9-15°C. По мере удаления от береговой черты вглубь территории, температура заметно повышается, и наибольшие значения средней месячной температуры отмечаются в долине реки Арсеньевка и среднем течении реки Уссури - 16-18°C.

Изменчивость средней месячной температуры воздуха от года к году незначительна. В первое десятилетие июня восточные кварталы зарегистрировали последние заморозки. В самые холодные ночи июня температура воздуха опускается до 0-3°C в равнинной части и на юге края до 5-7°C тепла. Величина абсолютного максимума составляет 34-36°C, в прибрежных районах 27-30°C. В июне атмосферные нештатные случаи увеличились, и их распространение несравнимо: по крайней мере, наименьшее на Приханкайской равнине, наибольшее - в бассейне рек Бикин, Большая Уссурка, Малиновка, в среднем течении реки Уссури.

Ветровой режим в этом месяце ослаблен, лишь при вторжении холодных масс воздуха Охотского моря отмечается усиление северо-восточного ветра вдоль Приморского побережья.

Летний муссон в июле-августе приобретает наибольшую устойчивость. Для континентальных районов июль, а для прибрежных - август являются самыми теплыми месяцами года. Средние месячные температуры воздуха высоки и составляют 16-21°C. Величина абсолютного максимума достигает 35-40°C, на побережье 31-34°C.

Из опасных гидрометеорологических явлений в эти летние месяцы отмечается очень сильный дождь (количество осадков 50 мм и более, за 12 часов и менее) и продолжительные сильные дожди с количеством осадков 100-120 мм и более за 2-3 суток.

Температура воздуха летом увеличивается от береговой полосы вглубь территории, и наиболее высокие ее значения наблюдаются на Приханкайской равнине (20-22). На западных склонах Сихотэ-Алиня значения ее на 3-3.5°C выше, чем на восточных склонах и на побережье Японского моря. Территория края находится в зоне достаточного количества увлажнения: около 80-92% осадков приходится на теплый период года, причем основная масса обильных и ливневых осадков выпадает во вторую половину лета.

Дожди, как правило, связаны с проходом тайфунов и южных циклонов над районами Приморского края. Величина максимальных суточных осадков изменяется до 90 - 100 мм в межгорных долинах, на юге - до 260 мм. Во Владивостоке - до 244 мм (1990 г.). Летние осадки часто сопровождаются грозами.

Районами повышенной грозовой деятельности считается Приханкайская равнина и северные предгорья Сихотэ-Алиня, где среднее число дней с грозой составляет 2-3.

2. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В нормальном режиме напряжение на изоляции оборудования не должно повышаться сверх наибольшего рабочего напряжения. Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, так как они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время существования которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения способны привести к пробоем или перекрытию изоляции и связанной с этим необходимостью последующего отключения поврежденного элемента сети, т.е. к перерывам в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от места возникновения можно выделить различные типы перенапряжений. Наибольшее практическое значение имеют перенапряжения на фазах относительно земли. Они воздействуют на изоляцию, отделяющую токоведущие части электрооборудования от земли и заземленных конструкций.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений [3]: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения являются следствием воздействия внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии (например, при ударах молнии). Внутренние перенапряжения развиваются за счет процессов, обусловленных функционированием электрической сети, имеют место при неблагоприятной конфигурации сети, а также вследствие работы коммутационных аппаратов или повреждений изоляции.

2.1 Внешние перенапряжения

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются разряды молнии.

Наиболее опасные грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети (в фазные провода воздушных линий, в ошиновку распределительных устройств (РУ) станций и подстанций).

Удар молнии в заземленные элементы конструкции (в заземленные грозозащитные тросы, заземленные опоры воздушных линий, в молниеотводы, установленные в распределительном устройстве) приводит к возникновению на них кратковременных перенапряжений, которые могут стать причиной обратных перекрытий с заземленных элементов на токоведущие.

При ударе молнии вблизи от воздушной линии или распределительного устройства возникают индуктированные перенапряжения, обусловленные взаимной электромагнитной (индуктивной и емкостной) связью канала молнии с токоведущими и заземленными элементами сети. Они в большинстве случаев имеют меньшую величину, чем перенапряжения от прямого удара молнии, но представляют опасность для изоляции оборудования сетей с номинальным напряжением до 110 кВ включительно.

Импульсы грозовых перенапряжений могут также воздействовать на изоляцию электроустановок, расположенных на значительном удалении от места удара молнии, так как грозовые волны распространяются по линиям электропередач на значительные расстояния с малым затуханием.

Набегающие по воздушным линиям на распределительные устройства грозовые волны могут представлять опасность для электрооборудования станций и подстанций, которое имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с линейной изоляцией.

Грозовые перенапряжения могут передаваться через трансформатор в его нейтраль и на вторичную сторону как магнитным (по коэффициенту трансформации), так и электростатическим путем (через межобмоточные емкости). Учитывая оба механизма, грозовые перенапряжения представляют опасность и для изоляции разземляемой нейтрали трансформатора, и для изоляции вторичной обмотки трансформатора, а также оборудования к ней присоединенного.

2.2 Внутренние перенапряжения

Внутренние перенапряжения в зависимости от длительности воздействия на изоляцию подразделяются на квазистационарные и коммутационные. Внутренние перенапряжения зависят от многих факторов, в частности – от способа заземления нейтрали сети.

Способ заземления нейтрали определяется различными соображениями, но, как правило, используется:

в сетях 6-35 кВ

- изолированная нейтраль;
- нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор (ДГР);
- нейтраль, заземленная через резистор;
- нейтраль, заземленная через параллельно включенные ДГР и резистор;

в сетях 110-220 кВ

- эффективно заземленная нейтраль;

в сетях 110-220 кВ и 330-750 кВ

- глухо заземленная нейтраль.

Сети 110-220 кВ с эффективно заземленной нейтралью – это сети, в которых выполнено частичное разземление нейтралей 110-220 кВ силовых трансформаторов, позволяющее ограничить токи однофазного короткого замыкания (наиболее частый вид короткого замыкания), а также в ряде случаев необходимое по условиям работы релейной защиты.

2.2.1 Квазистационарные перенапряжения

Квазистационарные перенапряжения возникают при временных с точки зрения эксплуатации режимах работы и неблагоприятных сочетаниях параметров сети и могут продолжаться до тех пор, пока не изменится схема или режим сети. Длительность таких перенапряжений (от секунд до десятков минут) ограничивается действием релейной защиты или оперативного персонала.

Квазистационарные перенапряжения условно делят на режимные, резонансные, феррорезонансные.

Режимные перенапряжения наблюдаются при неблагоприятных сочетаниях действующих в сети электродвижущих сил. К ним можно отнести перенапряжения при несимметричном коротком замыкании (или просто замыкании) на землю, а также при перевозбуждении и разгоне генератора, которые возникают в случае внезапного сброса нагрузки.

Резонансные перенапряжения имеют место при приближении одной из собственных частот колебаний отдельных участков сети к частоте вынуждающей э.д.с (как правило, частота 50 Гц). Они развиваются в контурах, содержащих емкость и ненасыщенную индуктивность – например, при одностороннем питании линии электропередачи 110-750 кВ большой протяженности; в неполнофазных режимах воздушной линии 500-750 кВ с присоединенными к ней шунтирующими реакторами, в сетях 6-35 кВ при недокомпенсации индуктивностью ДГР емкости сети.

Феррорезонансные перенапряжения могут развиваться в контурах, содержащих емкость и индуктивность с насыщенным магнитопроводом. Такие перенапряжения наблюдаются как на промышленной частоте, так и на высших и низших гармониках.

Нередко феррорезонансные процессы имеют место при неполнофазном питании силовых трансформаторов, которое может быть вызвано: перегоранием плавких вставок высоковольтных предохранителей в одной или двух фазах, неполнофазными коммутациями разъединителей или выключателей, обрывами проводов (или шлейфов на опорах) воздушных линий. Этот вид перенапряжений представляет опасность для всего оборудования сети, а наибольшую опасность – для ОПН.

Возникновение феррорезонансных процессов возможно и в схемах с измерительными трансформаторами напряжения (ТН) электромагнитного типа. Этот вид перенапряжений представляет опасность, главным образом, только для электромагнитных трансформаторов напряжения. В качестве примера мож-

но привести феррорезонанс на сборных шинах РУ 110-750 кВ с электромагнитными ТН и воздушными выключателями, шунтированными емкостными делителями напряжения.

2.2.2 Коммутационные перенапряжения

Коммутационные перенапряжения возникают при всевозможных быстрых изменениях режимов работы сети. Они происходят вследствие работы коммутационных аппаратов (включение и отключение элементов сети), пробоях изоляции, а также при резком изменении параметров нелинейных элементов. Наибольшее значение среди них имеют перенапряжения при коммутациях воздушных линий электропередачи, кабелей, двигателей, индуктивных элементов сети (трансформаторов, реакторов), конденсаторных батарей.

2.3 Особенности внутренних перенапряжений

Существующие способы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ определили ряд особенностей внутренних перенапряжений в них

2.3.1 Резонансные перенапряжения

Возникновение этого вида перенапряжений возможно в сетях 6-35 кВ с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, при несимметрии в сети, которая может быть вызвана:

- естественным отличием по фазам параметров воздушных и кабельных линий 6-35 кВ;
- неполнофазным включением одного из присоединений, например, в процессе коммутации из-за неодновременности замыкания контактов выключателя или отказа в действии одной или двух его фаз;
- обрывом проводов, перегоранием плавких вставок предохранителей.

Исследования [6] показывают, что резонансные перенапряжения принципиально могут развиваться лишь в случае недокомпенсации индуктивностью ДГР емкости сети и, в случае своего возникновения, приводят к резонансному смещению нейтрали, т.е. охватывают всю сеть.

2.3.2 Феррорезонансные перенапряжения

В сетях 6-35 кВ феррорезонансные перенапряжения могут быть вызваны неполнофазными включениями силовых трансформаторов. При этом в ряде случаев феррорезонансные перенапряжения возникают и на нейтрали источника, охватывая, таким образом, всю сеть.

Измерительные трансформаторы напряжения имеются практически на каждой секции 6-35 кВ. Для целей измерения и контроля изоляции первичные обмотки трансформаторов напряжения присоединяются между фазой и землей, поэтому параллельно емкости сети на землю оказывается включенной нелинейная индуктивность каждой фазы ТН. Это создает схему, в которой потенциально могут существовать феррорезонансные колебания, которые определяются параметрами схемы и числом трансформаторов напряжения на фазу. В сетях с изолированной нейтралью такие феррорезонансные колебания являются причиной перенапряжений, которые могут возникать при симметрии схемы за счет смещения нейтрали, вызванного насыщением стали трансформаторов напряжения в том или ином переходном процессе. Примерами таких переходных процессов могут служить отключение устойчивого однофазного замыкания на землю или перемежающееся неустойчивое замыкание на землю.

2.3.3 Дуговые перенапряжения

подавляющее большинство нарушений нормальной работы сетей с изолированной нейтралью связано с повреждением изоляции относительно земли, т.е. связано с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Однофазные замыкания в сети, особенно при малых токах, редко переходят в устойчивые однофазные повреждения. Дуговой процесс замыкания, как правило, приобретает неустойчивый характер, при котором имеют место многократные гашения и зажигания заземляющей дуги. Как следствие, в сети возникают значительные перенапряжения, которые сами по себе или при их наложении на переходные процессы другого вида (например, коммутационные перенапряжения) могут быть опасными.

По причине возникновения дуговые перенапряжения являются внутренними перенапряжениями, однако однозначно отнести их к квазистационарным

или коммутационным перенапряжениям не представляется возможным: по длительности существования эти перенапряжения относятся к квазистационарным, так как могут существовать до нескольких часов, а по причине возникновения – к коммутационным, так как вызваны изменением схемы сети. Поэтому дуговые перенапряжения традиционно выделяются отдельно.

Как правило, кратность дуговых перенапряжений не превышает величины 3.0-3.5 (по отношению к амплитуде фазного напряжения сети). Опасность дуговых перенапряжений определяется не столько их величиной, сколько длительностью их существования и тем, что они охватывают всю сеть.

Длительность существования ОЗЗ нормируется правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ) в зависимости от вида электрических сетей и составляет:

- в контролируемых сетях, питаемых от турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов, а также с присоединенными мощными электродвигателями, с токами однофазного замыкания на землю в генераторной цепи более 5 А – не более 0.5 сек; при токе однофазного замыкания на землю ниже 5 А – 2 часа и может быть увеличено до 6 часов, если однофазное замыкание находится вне обмоток;
- в кабельных сетях 6-35 кВ, не содержащих присоединенных турбогенераторов, синхронных компенсаторов и мощных электродвигателей – 2 часа и может быть допущено увеличение до 6 часов по согласованию с энергоснабжающей организацией;
- в воздушных сетях, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и не содержащих электростанций и присоединений с электродвигателями, время отключения однофазного замыкания на землю не нормируется

3. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Основными защитными аппаратами (ЗА) для защиты изоляции от грозовых и коммутационных перенапряжений являются вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений. При построении схем защиты от перенапряжений оборудования РУ с помощью ОПН и РВ необходимо решать две основные тесно связанные друг с другом задачи:

- выбор числа, мест установки и характеристик ЗА, которые обеспечат надежную защиту изоляции от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- обеспечение надежной работы самих ЗА при воздействии на них рабочего напряжения сети, а также при воздействии квазистационарных перенапряжений, для ограничения которых ЗА не предназначены.

Защитные свойства РВ и ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего. Низкая нелинейность вольтамперной характеристики рабочих элементов в разрядниках не позволяла обеспечить одновременно и достаточно глубокое ограничение перенапряжений, и малый ток проводимости при воздействии рабочего напряжения. Поэтому в конструкции разрядника были использованы искровые промежутки, включаемые последовательно с нелинейными элементами и позволяющие избежать воздействия на них рабочего напряжения, срабатывающие однако в случае возникновения перенапряжений, опасных для защищаемого оборудования. Значительно большая нелинейность окисно-цинковых сопротивлений (варисторов) ограничителей перенапряжений ОПН позволила отказаться от использования в их конструкции искровых промежутков, т.е. нелинейные элементы ОПН присоединены к сети в течение всего срока его службы.

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства, а в эксплуатации в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы. Построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и модернизируемых РУ, от грозовых и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН.

По общепризнанному мнению ОПН не предназначен для ограничения квазистационарных перенапряжений и защиты оборудования от них, так как это потребовало бы неоправданных затрат на параллельные элементы в конструкции ОПН. Поэтому способы ограничения квазистационарных перенапряжений выходят за рамки настоящих Рекомендаций и здесь не рассматриваются. Однако с ними можно ознакомиться, например, в [3].

4 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОПН

4.1 Характеристики сети, в которую устанавливается ОПН:

Класс напряжения сети, кВ – действующее значение номинального междуфазного (линейного) напряжения трехфазной электрической сети, для установки в которую предназначен ОПН.

Способ заземления нейтрали является важной характеристикой сети, которую следует принимать во внимание при выборе параметров ОПН.

4.2 Характеристики ОПН, от которых зависит его надежная работа в сети под рабочим напряжением и при воздействии квазистационарных перенапряжений:

Наибольшее (длительно допустимое) рабочее напряжение ОПН $U_{нрО}$, кВ – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты которое неограниченно долго может быть приложено к ОПН (при напряжении большем, чем наибольшее рабочее, ток через ОПН начинает заметно возрастать, что может привести к перегреву и повреждению аппарата).

Номинальное напряжение ОПН, кВ – действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ОПН в определенных условиях может выдержать в течение 10 секунд после воздействия на него импульсов тока с нормированными параметрами.

Характеристика «напряжение-время» ОПН – определяется как зависимость действующего значения выдерживаемого ОПН напряжения промышленной частоты от времени его приложения. Иногда указывается для случая с предварительным нагружением ОПН импульсами тока с нормируемыми параметрами, а иногда для случая без нагружения.

4.3. Характеристики ОПН, от которых зависит защищенность оборудования от грозových и коммутационных перенапряжений:

Остающееся напряжение ОПН, кВ – наибольшее значение напряжения на ОПН при протекании через него импульса тока указанного максимального значения и формы.

Остающееся напряжение определяется при импульсных токах стандартной формы.

Грозовой импульс тока формы 8/20 мкс – импульс тока, используемый для определения остающегося напряжения на ОПН в режиме ограничения грозовых перенапряжений.

Коммутационный импульс тока формы 30/60 мкс – импульс тока, используемый для определения остающегося напряжения на ОПН в режиме ограничения коммутационных перенапряжений.

Крутой импульс тока формы 1/10 мкс – импульс тока, используемый для определения остающегося напряжения на ОПН при большой скорости нарастания протекающего в нем импульсного тока.

4.4 Характеристики ОПН, от которых зависит его надежная работа при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений:

Номинальный разрядный ток ОПН, кА – максимальное значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН и характеризующее его свойства в режиме ограничения грозовых перенапряжений.

Импульс большого тока, кА – максимальное значение грозового импульса тока 4/10 мкс, используемое для оценки устойчивости ОПН к прямым ударам молнии.

Ток пропускной способности (импульс тока большой длительности), А – максимальное значение $I_{\text{п}}$ прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс, используемое для классификации ОПН и характеризующее его способность рассеивать энергию коммутационных перенапряжений.

Рассеиваемая (поглощаемая) энергия, кДж – рассеиваемая ОПН энергия, полученная им при приложении одного импульса тока пропускной способ-

ности I_{II} в процессе испытаний ОПН (иногда указывается энергия двух импульсов тока пропускной способности).

Удельная рассеиваемая (поглощаемая) энергия (энергоёмкость), кДж/кВ – рассеиваемая ограничителем энергия $W_{уд}$ одного импульса (иногда – двух импульсов) тока пропускной способности I_{II} отнесенная к наибольшему рабочему напряжению ОПН (иногда, к номинальному напряжению ОПН), полученная в процессе испытаний ОПН, используемая для классификации ОПН и характеризующая его способность рассеивать энергию коммутационных перенапряжений.

5 ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ОПН В ОБЩЕМ СЛУЧАЕ

Ограничитель перенапряжений представляет собой колонку из последовательно соединенных N нелинейных сопротивлений – варисторов, изготавливаемых в виде шайб той или иной высоты h и диаметра D . В ряде случаев ОПН представляет собой несколько колонок варисторов, работающих параллельно.

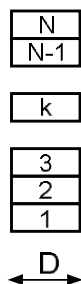


Рисунок 1 - Внешний вид колонки из N последовательно соединенных варисторов.

Испытаниям подвергаются как отдельные элементы конструкции ОПН (варисторы, полимерная или фарфоровая изоляционная крышка), так и полностью собранные ОПН. В процессе испытаний, проводимых на варисторах конкретного производителя, в частности, могут быть определены:

- наибольший допустимый градиент $E_{НР}$ (кВ/см) рабочего напряжения промышленной частоты по высоте варистора;
- допустимая плотность $J_{доп}$ (А/см²) импульсного тока прямоугольной формы длительностью 2000 мкс по поперечному сечению варистора.

Если требуется изготовить ОПН с наибольшим рабочим напряжением $U_{НРО}$ то высоту колонки варисторов для такого ОПН можно определить по формуле:

$$H = U_{НРО} / E_{НР}. \quad (1)$$

При сборке следует использовать варисторы той h (из числа типовых значений), которая удовлетворит условию $hN \geq U_{\text{нрО}} / E_{\text{нр}}$ т.е. обеспечит высоту hN колонки из N варисторов (N – целое число) равной или несколько большей, чем требуемая высота H . Видно, что для заданного типа варисторов (высоты h и градиента E) наибольшее рабочее напряжение ОПН пропорционально числу этих варисторов.

Если требуется изготовить ОПН с током пропускной способности $I_{\text{п}}$, то диаметр колонки варисторов для такого ОПН можно определить из простого соотношения $I_{\text{п}} = \pi(D/2)^2 J_{\text{доп}}$, откуда видно, что для заданного типа варисторов (плотности тока $J_{\text{доп}}$) ток пропускной способности пропорционален квадрату диаметра варисторов. При сборке следует использовать варисторы такого диаметра (из числа типовых значений), который удовлетворит

$$\text{условию: } D \geq \sqrt[2]{\frac{I_{\text{п}}}{\pi \cdot J_{\text{доп}}}}.$$

Если необходимый эквивалентный диаметр D варисторов, обеспечивающий желаемый ток пропускной способности $I_{\text{п}}$, оказался больше, чем максимально возможный (из типовых значений диаметра единичного варистора), то необходимо рассмотреть конструкцию ОПН с M параллельными колонками варисторов. Диаметр одной колонки варисторов и число параллельных колонок ОПН можно определить по формуле:

$$I_{\text{п}} = \pi(D/2)^2 J_{\text{доп}} \quad (2)$$

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН и тока пропускной способности ОПН – это выбор высоты H и диаметра D колонки варисторов. В свою очередь, известные высота и диаметр колонки варисторов практически однозначно определяют все остальные характеристики ОПН. Покажем это.

Для заданной конструкции (производителя) ОПН характеристика «напряжение-время» $K_{\text{н-в}}(T)$, построенная в относительных единицах

рабочего напряжения ОПН (U_{HPO}), определяется главным образом нелинейностью материала варисторов, т.е. практически не зависит от высоты и диаметра колонки варисторов. Следовательно, для заданной конструкции ОПН характеристика «напряжение-время» $U_{H-B}(T) = K_{H-B}(T) \cdot U_{HPO}$ ОПН, построенная в именованных единицах, определяется его наибольшим рабочим напряжением.

Номинальное напряжение ОПН $U_{НОМ}$, по сути, является одной из точек зависимости «напряжение-время», соответствующей времени 10 секунд. Поэтому номинальное напряжение ОПН, как и характеристика «напряжение-время», определяется наибольшим рабочим напряжением ОПН. Следует отметить, что в России традиционно под номинальным напряжением оборудования понимали то напряжение, которое может воздействовать на оборудование неограниченно долго – в этом смысле «номинальное напряжение ОПН» (10-и секундное напряжение ОПН) является неудачным переводом английского слова «rated», которое можно перевести и как «расчетное». Вместе с тем, под номинальным напряжением разрядника понимали то наибольшее напряжение, при котором конструкция разрядника обеспечивала отключение сопровождающего тока промышленной частоты после срабатывания искровых промежутков.

Остающиеся напряжения на ОПН при грозовых и коммутационных импульсных токах определяются по вольтамперной характеристике ОПН. Вольтамперная характеристика ОПН, построенная в относительных единицах (ток отнесен к площади колонки варисторов, напряжение отнесено к амплитуде наибольшего рабочего $\sqrt{2} \cdot U_{HPO}$), определяется главным образом нелинейностью материала варисторов, т.е. практически не зависит от высоты и диаметра колонки варисторов. С использованием вольтамперной характеристики ОПН, построенной в относительных единицах, можно определить типовые кратности ограничения грозовых $K_{8/20}$ и коммутационных $K_{30/60}$ перенапряжений в месте установки ОПН. Для заданного наибольшего рабочего

напряжения ОПН эти кратности позволяют оценить остающиеся напряжения на ОПН:

$$U_{8/20} = (U_{HPO} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20} \quad (3)$$

$$U_{30/60} = (U_{HPO} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60} \quad (4)$$

т.е. остающиеся напряжения на ОПН определяются его наибольшим рабочим напряжением.

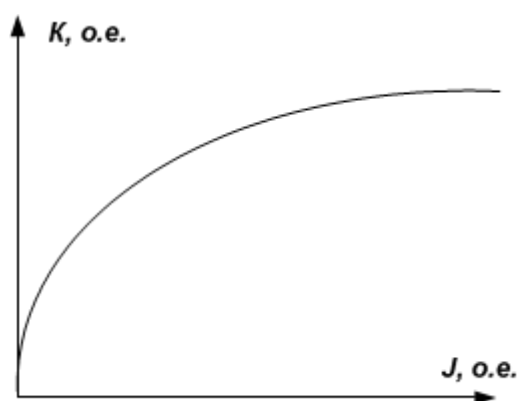


Рисунок 2 - Вольтамперная характеристика ОПН в относительных единицах

Энергия, которая выделится в ОПН при протекании по нему импульса тока I_{II} прямоугольной формы длительностью ΔT , определяется по формуле:

$$W_{\Delta T} = U_{OCT} \cdot I_{II} \cdot \Delta T \quad (5)$$

где в качестве остающегося напряжения U_{OCT} на ОПН можно принять $U_{30/60}$ так как импульс тока прямоугольной формы считается коммутационным импульсом. Тогда выражение для удельной энергии (энергоемкости)

$$\frac{W_{\Delta T}}{U_{НРО}} = \sqrt{2K_{30/60}} \cdot I_{II} \cdot \Delta T \quad (6)$$

т.е. при заданной длительности прямоугольного импульса $\Delta T = 2000$ мкс удельная энергия ОПН, приведенная к его наибольшему рабочему напряжению, определяется током пропускной способности ОПН. Значения номинального разрядного тока (импульс 8/20 мкс) и импульса большого тока (импульс 4/10) оказываются выше для тех ОПН, у которых больше диаметр варисторов, т.е. выше ток пропускной способности I_{II} .

Таким образом, для заданной конструкции (производителя) ОПН действительно выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН и его удельной энергии (тока пропускной способности) практически однозначно определяют остальные параметры ОПН. Иными словами, выбор ОПН сводится к определению его наибольшего рабочего напряжения и энергоемкости с последующей проверкой соответствия прочих характеристик (остающихся напряжений и др.) выбранного типа ОПН конкретным условиям эксплуатации.

5.1 Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН

Наибольшее рабочее напряжение ОПН (U):

- определяет надежность работы ОПН под рабочим напряжением сети и при возникновении квазистационарных перенапряжений, для ограничения которых он не предназначен;
- определяет защищенность оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН – это всегда компромисс между защищенностью оборудования от перенапряжений и надежностью работы самого ОПН.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН – это одна из точек характеристики «напряжение-время» ОПН, отвечающая «бесконечного большому» (25-30 лет) времени воздействия напряжения. Учитывая это, выбор наибольшего ра-

бочего напряжения ОПН неразрывно связан с выбором характеристики «напряжение- время» ОПН.

В качестве первого приближения $U_{НРО}$ принимается равным фазному значению наибольшего рабочего напряжения сети, в которую он устанавливается. Таким образом,

$$U_{НРО}^{НАЧ} = U_{НРС} / \sqrt{3} \quad (7)$$

где $U_{НРС}$ – наибольшее (линейное) рабочее напряжение сети.

Далее на одном графике строятся зависимости «напряжение-время» для ОПН с выбранным значением наибольшего рабочего напряжения $U_{НРО}^{НАЧ}$, и для сети, в которую этот ОПН устанавливается. Под характеристикой «напряжение-время» сети понимается зависимость действующего значения напряжения промышленной частоты, которое может возникать на изоляции «фаза-земля» в месте предполагаемой установки ОПН, от времени приложения этого напряжения. Как правило, характеристика «напряжение-время» сети представляет собой совокупность нескольких пар точек, определенных с учетом выдержек времени релейной защиты на основе расчетов или опыта эксплуатации, однако на рисунках ниже она представлена как непрерывная кривая.

Если характеристика «напряжение-время» сети хотя бы при одном значении времени оказывается выше по напряжению, чем характеристика «напряжение- время» ОПН, то существует риск повреждения ОПН, и поэтому следует увеличить наибольшее рабочее напряжение ОПН, т.е. пропорционально поднять по напряжению все точки характеристики «напряжение-время» ОПН.

Процедура определения достаточного значения наибольшего рабочего напряжения ОПН отражена на трех рисунках, а общее правило выбора наибольшего рабочего напряжения ОПН, соответственно, имеет вид

$$U_{Н-В}^{ОПН}(T) \geq U_{Н-В}^{СЕТИ}(T) \quad (8)$$

(в частности, справедливо $U_{НРО} \geq U_{НРС} \sqrt{3}$)

При выборе наибольшего рабочего напряжения ОПН следует принимать во внимание возможность длительного существования в сетевом напряжении высших гармоник. Наличие таких гармоник, наложенных на рабочее напряжение сети, приводит к повышению тока в ОПН и может вызвать недопустимый перегрев варисторов вплоть до их повреждения.

Характеристика «напряжение-время» ОПН определяется на промышленной частоте 50 Гц, а свойства ОПН при наличии в приложенном напряжении высших гармоник изучены плохо. Поэтому выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН при наличии в сети высших гармоник является сложной задачей, не имеющей в общем случае обоснованного решения.

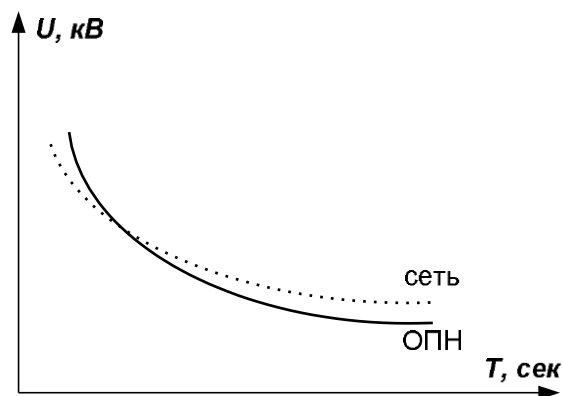


Рисунок 3 - Характеристики «напряжение-время» для ОПН и сети, в которую он устанавливается, в случае, когда ОПН не соответствует сети.

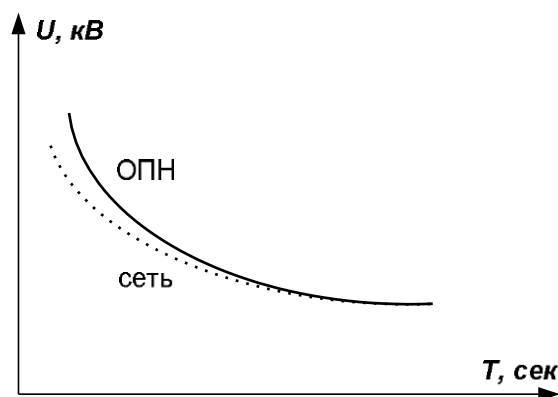


Рисунок 4 - Характеристики «напряжение-время» для ОПН и сети, в которую он устанавливается, в случае, когда ОПН соответствует сети.

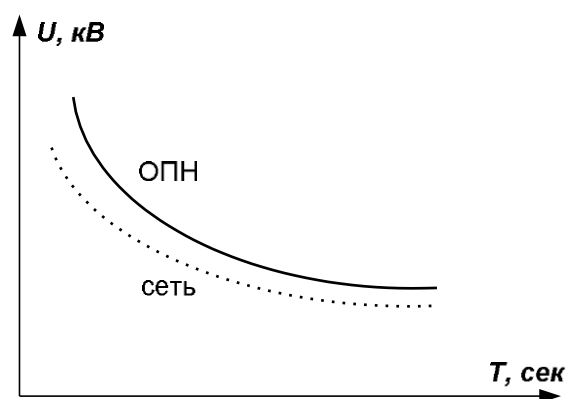


Рисунок 5 - Характеристики «напряжение-время» для ОПН и сети, в которую он устанавливается, в случае, когда ОПН с запасом соответствует сети.

5.2 Выбор энергоемкости ОПН

В результате аналитических расчетов или компьютерного моделирования процессов должно быть получено значение максимальной энергии одного импульса $W_{МАКС}$, которая может выделиться в ОПН при ограничении коммутационных и (или) грозовых перенапряжений в предполагаемом месте его установки. Соотношение $W_{МАКС} / U_{НРО}$ дает значение требуемой удельной энергии (энергоемкости) ОПН. Выбор энергоемкости W одного импульса тока в ОПН должен проводиться исходя из условия $W_{уд} \geq W_{МАКС} / U_{НРО}$.

5.3 Проверка достаточности прочих характеристик ОПН

ОПН, выбранный по п.4.1-4.2, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{НРО}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. Прочие характеристики ОПН должны удовлетворять условиям, приведенным ниже.

Остающееся напряжение на ОПН в режиме ограничения коммутационных перенапряжений $U_{30/60}$ должно быть с запасом меньше, чем испытательное напряжение $U_{ИСП}$ защищаемого оборудования коммутационными импульсами (см. ГОСТ 1516.3). Рекомендуемый запас составляет не менее

10%, т.е. $U_{30/60} \leq 0,9 \cdot U_{исп}^{КОМ}$. Если это условие не выполняется, то необходимо:

- снизить уровни и (или) длительности воздействия на ОПН со стороны сети квазистационарных перенапряжений, т.е. понизить характеристику «напряжение-время» сети, что позволит соответственно уменьшить наибольшее рабочее напряжение ОПН, а значит и $U_{30/60}$

- использовать оборудование с изоляцией, обладающей повышенной прочностью, т.е. увеличить $U_{исп}^{КОМ}$

Остающееся напряжение на ОПН в режиме ограничения грозových перенапряжений $U_{8/20}$ должно быть таким, чтобы максимальные перенапряжения $U^{ГРОЗ}$ на защищаемом оборудовании были с запасом меньше, чем испытательное напряжение $U_{исп}^{ГРОЗ}$ этого оборудования грозowymi импульсами (см. ГОСТ 1516.3). Рекомендуемый запас составляет не менее 10%, т.е. $U^{ГРОЗ} \leq 0,9 \cdot U_{исп}^{ГРОЗ}$.

Известно, что чем больше расстояние L от ОПН до защищаемого оборудования и чем меньше длительность фронта τ_ϕ воздействующих грозových волн, тем значительнее напряжение $U^{ГРОЗ}$ может превосходить напряжение $U_{8/20}$. Если для конкретного расстояния L и остающегося напряжения $U_{8/20}$ условие $U^{ГРОЗ} \leq 0,9 \cdot U_{исп}^{ГРОЗ}$ не выполняется в достаточном числе случаев воздействия грозových волн с той или иной длительностью фронта τ_ϕ (не обеспечивается достаточный уровень надежности защиты оборудования от грозových перенапряжений), то необходимо:

- уменьшить расстояние L от ОПН до защищаемого оборудования;

ограничить число грозových волн с малой длительностью фронта τ_ϕ , что достигается обустройством защищенных тросом подходов воздушных линий (ВЛ) к распределительному устройству и предполагает следующие мероприятия:

- установку на подходах присоединенных к РУ воздушных линий одного или нескольких грозозащитных тросов, обеспечивающих снижение вероятности прямого удара молнии в фазные провода ВЛ;

- выбор оптимального положения тросов на опоре, обеспечивающего минимальную вероятность прорыва молнии на фазные провода;

- снижение сопротивления заземления ближайших к РУ опор присоединенных воздушных линий, что при ударе молнии в заземленный трос линии снижает вероятность обратных перекрытий с тела опоры на фазные провода;

- снизить уровни и (или) длительности воздействия на ОПН со стороны сети квазистационарных перенапряжений, т.е. понизить характеристику «напряжение-время» сети, что позволит соответственно уменьшить наибольшее рабочее напряжение ОПН, а значит и $U_{8/20}$ использовать оборудование с изоляцией, обладающей повышенной прочностью, т.е. увеличить $U_{исп}^{гроз}$

установить на присоединенных воздушных линиях на входе РУ дополнительные ОПН, т.е. перейти к «каскадной» схеме [9-11]; такие схемы защиты оборудования от грозовых перенапряжений особенно эффективны при $L_1 > L_2$; в качестве примера на рисунке показана каскадная схема

защиты от перенапряжений изоляции автотрансформатора (расстояние от АТ до ближайшего ОПН на этом рисунке обозначено L_2);

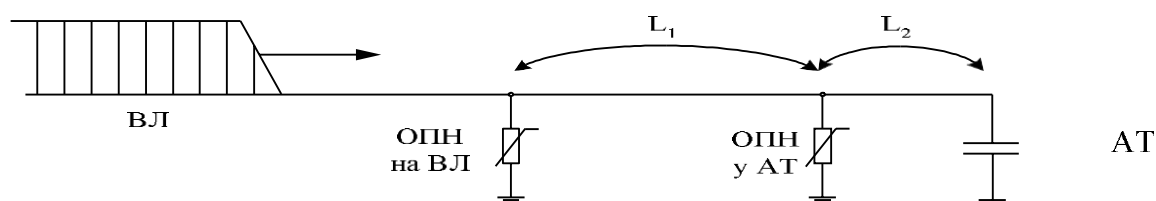


Рисунок 6 - Пример каскадной схемы защиты оборудования от грозовых перенапряжений.

В последней (7-й) редакции правил устройства электроустановок ПУЭ (табл.4.2.10-табл.4.2.13) в зависимости от числа защитных аппаратов и схемы распределительного устройства приведены максимально допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемого оборудования. В примечаниях

к этим таблицам написано: при использовании ОПН вместо РВ или при изменении испытательных напряжений защищаемого оборудования максимально допустимое расстояние до силовых трансформаторов или другого электрооборудования определяется по формуле:

$$L_{\text{ОПН}} = L_{\text{РВ}} \frac{U_{\text{ИСП}^{\text{ГРОЗ}}} - U_{\text{ОПН}}}{U_{\text{ИСП}^{\text{ГРОЗ}}} - U_{\text{РВ}}} \quad (9)$$

Где $L_{\text{ОПН}}$ макс. допуст. расстояние от ОПН до защищаемого оборудования (м);

$L_{\text{РВ}}$ – макс. допуст. расстояние от разрядника до защищаемого оборудования (м);

$U_{\text{ИСП}^{\text{ГРОЗ}}}$ испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе (кВ); $U_{\text{ОПН}}$, $U_{\text{РВ}}$ – остающееся напряжение на ОПН (РВ) при токе 5 кА – для классов напряжения 110-220 кВ; 10 кА – для классов напряжения 330 кВ и выше. Эта формула ПУЭ с некоторыми оговорками (см. п.9.3 Рекомендаций) может быть использована для упрощенного согласования характеристик ОПН в режиме ограничения грозовых перенапряжений ($U_{8/20}$ или оно же $U_{\text{ОПН}}$ с расстояниями до защищаемого оборудования).

Считается, что номинальный разрядный ток ОПН $I_{8/20}$ должен соответствовать тем грозовым импульсным токам, которые протекают в ОПН при удаленном ударе молнии, а большой ток – тем грозовым импульсным токам, которые протекают в ОПН при близком ударе молнии или ударе молнии непосредственно в ОПН.

Для РУ грозовые волны, набегающие с присоединенных ВЛ, ограничиваются импульсной прочностью $U_{\text{ВЛ}^{\text{ГРОЗ}}}$ изоляции этих ВЛ. Величина импульсного тока $I^{\text{ГРОЗ}}$ в ОПН может быть оценена по правилу эквивалентной волны

$$I^{\text{ГРОЗ}} = (2 \cdot U_{\text{ВЛ}^{\text{ГРОЗ}}} - U_{\text{ОПН}^{\text{ГРОЗ}}}) / Z_{\text{ВЛ}} \quad (10)$$

Где $U_{ОПН^{ГРОЗ}}$ остающееся напряжение ОПН в режиме ограничения грозовых перенапряжений;

$Z_{ВЛ}$ – волновое сопротивление фазного провода ВЛ с учетом импульсной короны. Если предполагать, что при удаленном ударе молнии в ОПН протекают импульсные токи формы 8/20 мкс, то $U_{ОПН^{ГРОЗ}} = U_{8/20}$. Тогда для ОПН, установленного в распределительном устройстве, номинальный разрядный ток должен удовлетворять условию

$$I_{8/20} = (2 \cdot U_{ВЛ}^{ГРОЗ} - U_{8/20}) / Z_{ВЛ} \quad (11)$$

В остальных случаях, помимо распределительных устройств станций и подстанций, обосновать расчетами требуемое значение номинального разрядного тока $I_{8/20}$ достаточно сложно, и он может не проверяться, а приниматься такой величины, которую производитель называет для ОПН с энергоемкостью $W_{уд}$

Близкий или прямой удар молнии в ОПН, установленный в распределительных устройствах станций и подстанции, практически исключается правильным выбором системы молниеотводов. Поэтому выбор большого тока ОПН в этом случае проводить не обязательно. Кроме того, следует понимать, что прямой удар молнии в ОПН, учитывая вероятностный характер параметров молниевых разрядов и иные факторы, скорее всего, приведет к протеканию в ОПН тока совершенно другой формы, нежели 4/10 мкс.

В случае, когда ОПН установлен на воздушной линии или в иных местах, где вероятен близкий или прямой удар молнии, предпочтение следует отдавать ОПН с повышенной величиной импульса большого тока, а обоснование конкретного значения большого тока невозможно по тем же причинам, что были названы для ОПН в распределительном устройстве.

6 ТИПОВЫЕ И ОСОБЫЕ СЛУЧАИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПН 6-35 кВ

Для корректного выбора схем расстановки и технических характеристик ОПН 6-35 кВ необходимо проведение расчетов в следующих «особых» случаях:

- защита от коммутационных перенапряжений конденсаторных батарей;
- защита от грозовых перенапряжений изоляции ВЛ 6-35 кВ;
- защита от перенапряжений сетей генераторного напряжения;
- защита от перенапряжений изоляции «экран-земля» однофазных кабелей высокого напряжения;
- защита от перенапряжений в сетях с повышенным содержанием гармоник;
- защита от перенапряжений в сетях с резистивно-заземленной нейтралью (в том числе защита от перенапряжений в сетях с нейтралью, заземленной через параллельное соединение ДГР и резистора).

В остальных случаях, помимо особых из п.5.1, в проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор схемы защиты оборудования и характеристик ОПН может быть произведен упрощенно (см. пп.5.3-5.4 и главу 6).

Для защиты от грозовых перенапряжений в сетях 6-35 кВ необходимо устанавливать ОПН в ряде характерных мест, перечисленных ниже (некоторые из этих мест указаны и в ПУЭ 7):

- на стороне 6-35 кВ силовых трансформаторов (автотрансформаторов) для защиты от грозовых перенапряжений, вызванных грозовыми волнами, набегающими с присоединенных ВЛ 6-35 кВ; не допускается наличие коммутационных аппаратов в цепи между трансформатором и защитным аппаратом, так как только в этом случае даже при отключенном выключателе 6-35 кВ обеспечивается защита обмоток 6-35 кВ трансформаторов от грозовых перенапряжений, вызванных переходом грозовых волн через трансформатор с других

обмоток;

- непосредственно у выводов 6-10 кВ двигателей (если они в конкретных условиях эксплуатации могут подвергаться воздействию грозových перенапряжений); при небольшой длине кабеля питающего двигатель, допустимо устанавливать ОПН не у двигателя, а в ячейке выключателя;

- на секциях шин 6-35 кВ (например, у измерительных трансформаторов напряжения) или на подходах воздушных линий 6-35 кВ к РУ (например, непосредственно в ячейке выключателя ВЛ со стороны линии); в этом случае обеспечивается повышенная защищенность оборудования от грозových перенапряжений по сравнению со случаем, когда ОПН установлены только у силовых трансформаторов;

- в местах сети с ослабленной изоляцией (у металлических опор на линии с деревянными опорами, у кабельных муфт и т.д.);

Для защиты от коммутационных перенапряжений в сетях 6-35 кВ необходимо устанавливать ОПН в ряде характерных мест:

- на стороне 6-35 кВ трансформаторов 6-35/0.4 кВ, не допуская наличия коммутационных аппаратов в цепи между трансформатором и защитным аппаратом; в этом случае обеспечивается защита обмоток 6-35 кВ силовых трансформаторов от коммутационных перенапряжений, возникающих при отключении ненагруженных трансформаторов со срезом тока в выключателе; защита от этого вида перенапряжений необходима, если соединение трансформатора и выключателя выполнено воздушной ошиновкой, и не требуется, если трансформатор присоединен к выключателю кабелем, длина которого превосходит определенную величину, зависящую от типа выключателя, длины и типа кабеля, а также от мощности трансформатора; в [7] безопасной считается длина кабеля более 50 м;

- непосредственно у выводов 6-10 кВ двигателей, в этом случае обеспечивается защита обмоток двигателей от коммутационных перенапряжений, возникающих при их включении и отключении; при небольшой длине кабеля

питающего двигателя, допустимо устанавливать ОПН не у двигателя, а в ячейке выключателя с той стороны, с которой находится коммутируемый кабель с двигателем на конце;

– в ячейке вакуумного выключателя с той стороны, с которой находится коммутируемое присоединение; в этом случае обеспечивается защита присоединения от коммутационных перенапряжений, характерных при работе вакуумных выключателей [7]; для защиты от коммутационных перенапряжений достаточно устанавливать ОПН только в тех ячейках вакуумных выключателей, которые коммутируют двигатели, трансформаторы, конденсаторные батареи [6-7]; установка ОПН в других ячейках, как правило, не требуется (рекомендуется в ячейках воздушных линий, но исключительно для ограничения грозовых перенапряжений на входе РУ); если на коммутируемом присоединении уже есть ОПН (например, у выводов двигателя, трансформатора, конденсаторной батареи), то установка каких-либо ОПН в ячейке вакуумного выключателя не требуется; следует понимать, что установка ОПН в ячейке вакуумного выключателя со стороны секций шин не влияет на перенапряжения на коммутируемом присоединении, т.е. неэффективна для его защиты от коммутационных перенапряжений; установка ОПН параллельно контактам вакуумного выключателя не рекомендуется.

Для защиты витковой изоляции двигателей от волн коммутационных перенапряжений с крутым фронтом применение ОПН неэффективно, и поэтому в ряде случаев рекомендуется использовать в дополнение к ОПН специальные конденсаторы (или RC цепочки), устанавливаемые на выводах двигателей.

Некоторые ОПН 6-35 кВ, установленные в соответствии с пп.5.3-5.4, удачно совмещают в себе функции ограничения и грозовых (п.5.3), и коммутационных (п.5.4) перенапряжений.

7 ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ОПН 6-35 кВ В ТИПОВЫХ СЛУЧАЯХ

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

- наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице);
- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;
- наличие или отсутствие вращающихся машин 6, 10 кВ;
- наличие или отсутствие резистивного заземления нейтрали.

Таблица 2 – Характеристики ОПН 6-35 кВ

Класс напряжения электрооборудования	Наибольшее рабочее напряжение оборудования	Номинальное напряжение электрической сети	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

Сети **6-35** кВ с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью, не содержащие вращающихся машин.

В сетях 6-35 кВ, не содержащих вращающихся машин, существуют сравнительно большие запасы прочности изоляции оборудования. Поэтому в таких сетях выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН можно осуществлять, исходя из необходимости максимально повысить надежность его работы при дуговых перенапряжениях, которые могут существовать до 2-6 часов (см. п.1.3.2). Учитывая запасы прочности изоляции оборудования, ее достаточная

защищенность от грозовых и коммутационных перенапряжений будет обеспечена при всех «разумных» значениях $U_{НРО}$.

Согласно расчетам [6] переходных процессов в сети с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью кратность дуговых перенапряжений может достигать 3.5 (по отношению к амплитуде фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети), что соответствует максимальному значению перенапряжений

$$U_{ДУГ} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_{НРС}}{\sqrt{3}} \quad (12)$$

Где $U_{НРС}$ - наибольшее рабочее напряжение сети (линейное).

Для того, чтобы отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, необходимо, по крайней мере, выполнить условие $U_{30/60} \geq U_{ДУГ}$,

Где $U_{30/60} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}$ (значения $K_{30/60}$ указаны в п.6.3.3).

Тогда получим условие выбора $U_{НРО} \geq (1,0 \cdot 1,05) \cdot U_{НРО}$

Таблица 3 – Класс напряжения, кВ

Класс напряжения, кВ	6	10	35
УНРС, кВ	7.2-7.6	12.0- 12.6	40.5- 42.5

Сети **6-10** кВ с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью, содержащие вращающиеся машины

Вращающиеся машины (двигатели, синхронные компенсаторы) имеют наименьшие запасы прочности изоляции по сравнению с другим оборудованием сетей 6, 10 кВ.

Ограничители перенапряжений в таких сетях следует условно разделять на:

- ОПН, специально установленные для защиты изоляции двигателей;
- «прочие» ОПН, установленные на шинах, у трансформаторов и т.д.

Расчетным режимом для выбора наибольшего рабочего напряжения ОПН,

специально установленного для защиты изоляции вращающихся машин в сетях с изолированной и заземленной через ДГР нейтралью, является режим ОЗЗ, при котором напряжение на «здоровых» фазах сети относительно земли повышается с фазного значения $U_{HPC} / \sqrt{3}$ до линейного U_{HPC}

$$U_{HPO} = \frac{U_{HPC}}{K_{H-B}} < U_{HPC} \quad (13)$$

Где U_{HPC} наибольшее рабочее напряжение сети (линейное), T – максимальное время, в течение которого вращающаяся машина работает в режиме существования в сети однофазного замыкания на землю (ОЗЗ); характеристика напряжение время $K_{H-B}(T)$

Наибольшее рабочее напряжение ОПН, выбранное таким образом, позволяет с одной стороны обеспечить надежную работу ОПН при воздействии на него линейного напряжения сети U_{HPC} в режиме ОЗЗ, а с другой – защитить двигатель пусть не от всех коммутационных перенапряжений, но хотя бы от наиболее опасных. Однако выбранное указанным способом наибольшее рабочее напряжение ОПН U_{HPO} не гарантирует безаварийную работу ОПН при длительном существовании в сети дуговых перенапряжений.

Наибольшее рабочее напряжение «прочих» ОПН может быть принято таким же, как и для ограничителей ОПН, непосредственно защищающих двигатели, но предпочтительнее выбирать U_{HPO} «прочих» ОПН из условия обеспечения их надежной эксплуатации при дуговых перенапряжениях $U_{HPO} = (1,0 \cdot 1,05) \cdot U_{HPC}$.

Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению U_{HPO} обозначена $W_{вд}$ и приведе-

на в таблице. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН ($U_{нрО}$), а к номинальному напряжению ОПН $U_{ном}^{ОПН}$ в этом случае рекомендуемая удельная энергия W будет меньше значений, указанных в таблице;

указывают энергию $W_{уд}$ не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице.

Таблица 4 – Класс напряжения

Класс напряжения, кВ	6	10	35
$W_{уд}$, кДж/кВ	2-3	2-3	2-3
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-600	400-600	400-600

Нередко энергоемкость ОПН рекомендуют выбирать в зависимости от емкостного тока сети, объясняя это так: чем выше емкостный ток, тем большую энергию развивают дуговые перенапряжения, и тем большая энергия выделяется в ОПН, т.е. на большую энергию он должен быть рассчитан. Конкретное значение энергоемкости иногда рекомендуют выбирать на основе числа циклов зажигания-гашения дуги (принимается не более 30 циклов) и энергии, которая выделяется в ОПН за один цикл.

Следует отметить, что в эксплуатации число циклов зажигания-гашений дуги может соответствовать числу полупериодов промышленной частоты за время существования режима дугового замыкания, т.е. только за 1 секунду будет до 100 циклов зажигания-гашения, а за несколько часов ОЗЗ таких циклов будет непредсказуемо много. В этой связи методика выбора энергоемкости ОПН, основанная на числе циклов зажигания-гашения, не выдерживает критики и не может использоваться при выборе ОПН.

Кроме того, чем выше емкостный ток, тем меньше вероятность возникновения дуговых перенапряжений вследствие неустойчивого горения дуги. Поэтому, в общем случае, следует признать необоснованными рекомендации в разветвленные сети 6-35 кВ устанавливать ОПН с повышенной энергоемкостью или предусматривать параллельную установку одновременно нескольких комплектов ОПН на сборные шины.

По общепризнанному мнению ОПН не предназначен для ограничения квазистационарных перенапряжений и защиты оборудования от них, так как это потребовало бы неоправданных затрат на параллельные элементы в конструкции ОПН. По этой причине рост энергоемкости ОПН (диаметра варисторов) не является мерой повышения надежности работы ОПН при квазистационарных (в частности, дуговых) перенапряжениях. Основной мерой повышения надежности работы ОПН при этих перенапряжениях является увеличение наибольшего рабочего напряжения ОПН (рост высоты столба варисторов) или снижение воздействий на ОПН со стороны сети (см. главу 8).

Проверка достаточности прочих характеристик ОПН

ОПН, выбранный по пп.6.1-6.2, обладает наибольшим рабочим напряжением $U_{НРО}$ и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям, приведенным в пп.6.3.1-6.3.4, не обязательно.

Номинальное напряжение ОПН $U_{НОМ}^{ОПН}$

В соответствии с выражением $U_{НОМ}^{ОПН} \geq 1,25 \cdot U_{НРО}$

Характеристика «напряжение-время» задается в относительных единицах $U_{НРО}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

Таблица 5 – Характеристика «напряжение-время»

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{H-B}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

В относительных единицах U_{HPO} ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{H-B}(T)$, указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{H-B}(T) \cdot U_{HPC}$.

Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при

ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 6 – Расчетный ток, А

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5	5
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500	500
$K_{8/20}$	2. 3		

К 30 / 60	2.0
-----------	-----

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{HPO}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 7 – Расчетный ток, А

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5	5
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500	500
К 8 / 20	2.3		
К 30 / 60	2.0		

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{HPO}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$(\sqrt{2} \cdot U_{HPO}) \cdot K_{8/20} \quad (14)$$

$$(\sqrt{2} \cdot U_{HPO}) \cdot K_{30/60} \quad (15)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице значения.

Таблица 8 –Импульс, кА

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	5	5	5
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65	65	65

8 ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ОПН 6-35 кВ В ОСОБЫХ СЛУЧАЯХ

Для корректного выбора схем расстановки и технических характеристик ОПН в сетях 6-35 кВ необходимо проведение расчетов в перечисленных ниже «особых» случаях. Расчеты могут быть проведены аналитически или с использованием компьютерного моделирования процессов.

8.1. Защита от коммутационных перенапряжений конденсаторных батарей

ОПН может устанавливаться у батареи конденсаторов, имеющей собственный выключатель, для ее защиты от коммутационных перенапряжений; при этом ОПН устанавливается между батареей и ее выключателем, так как в противном случае защита батареи от коммутационных перенапряжений, возникающих при ее включении и отключении, не обеспечивается.

Энергия, которая выделяется в ОПН, установленном у конденсаторной батареи, может быть значительной и определяется:

- величиной емкости батареи;

возможностью возникновения повторных пробоев в межконтактном промежутке выключателя.

Проведение расчетов необходимо, главным образом, с целью правильного

выбора энергоемкости ОПН ($W_{уд}$) обеспечивающей его надежную работу в режиме ограничения коммутационных перенапряжений. Остальные характеристики ОПН могут быть определены упрощенно (см. п.6.1 и п.6.3).

8.2. Защита от грозовых перенапряжений изоляции ВЛ 6-35 кВ

В силу сравнительно невысокой импульсной прочности изоляция ВЛ 6-35 кВ достаточно часто перекрывается даже от индуктированных грозовых перенапряжений, вызванных ударами молнии вблизи от ВЛ (тем более такая изоляция перекрывается при прямых ударах молнии в ВЛ).

Установка ОПН на опорах ВЛ 6-35 кВ для защиты ее изоляции от грозовых перенапряжений является особым случаем использования ОПН, так как

наиболее часто ОПН все же применяются в распределительных устройствах станций и подстанций.

Подвесные ограничители перенапряжений ОПН 6-35 кВ устанавливаются на опорах ВЛ 6-35 кВ параллельно гирляндам линейных изоляторов, т.е. между фазным проводом и траверсой опоры.

На основе ряда расчетов, проведенных для ВЛ 6-35 кВ, сделаны следующие обобщающие рекомендации относительно мест установки ОПН:

- для эффективной защиты изоляции всей ВЛ от грозовых перенапряжений необходима установка ОПН на каждой опоре;
- для эффективной защиты изоляции отдельных («проблемных») опор ВЛ от грозовых перенапряжений необходима установка ОПН только на этих опорах;
- для исключения перекрытий изоляции на одноцепной опоре необходима установка ОПН сразу во все фазы на опоре;
- для исключения двухцепных перекрытий изоляции на двухцепных опорах установка ОПН достаточна только в фазы одной из цепей.

Система молниеотводов исключает прямые удары молнии в оборудование распределительных устройств, а значит и в установленные там ОПН. В случае установки ОПН на опорах ВЛ становятся возможными прямые удары молнии в ОПН, т.е. существует реальный риск выхода из строя этих защитных аппаратов. Особенно такой риск велик в случае установки ОПН на ВЛ, не оснащенных грозозащитным тросом, так как в этом случае значительная часть ударов молнии в ВЛ приходится не на заземленный грозозащитный трос, а на фазные провода, т.е. фактически непосредственно в ОПН.

Снижение риска повреждения ОПН 6-35 кВ в случае их применения на воздушных линиях 6-35 кВ достигается:

- совместным применением ОПН с грозозащитными тросами;
- выбором ОПН повышенной энергоемкости с допустимым для него импульсом большого тока (импульс 4/10 мкс) амплитудой 100 кА;

– увеличением числа опор ВЛ, на которых установлены ОПН, так как это приводит к снижению выделяющейся энергии в каждом аппарате за счет рассеивания энергии разряда молнии не в одном ОПН, а в большом количестве работающих параллельно аппаратов.

Конкретное значение энергоемкости ОПН для ВЛ 6-35 кВ зависит от многих факторов (например, от наличия грозотроса) и должно определяться на основе расчетов. В частности, применение ОПН на ВЛ 6-35 кВ без тросовой защиты не рекомендуется, если энергоемкость ОПН $W_{\text{нрО}} = 5$ кДж/кВ (значение приведено к U и указано для одного импульса).

Наибольшее рабочее напряжение ОПН на ВЛ 6-35 кВ приведено в таблице

– его рекомендуется принимать на 5% выше наибольшего рабочего напряжения сети.

Таблица 9 – Характеристика напряжения, кВ

Класс напряжения, кВ	6	10	35
U _{нрО} , кВ	7.6	12.6	42.5

Среди прочих характеристик ОПН для ВЛ 6-35 кВ важную роль играет амплитуда импульса большого тока (форма 4/10 мкс). В частности, на ВЛ 6-35 кВ без тросовой защиты рекомендуется применять ОПН с амплитудой импульса большого тока 100 кА.

8.3. Защита от перенапряжений сетей генераторного напряжения
 Выбор ОПН для защиты изоляции генераторов, а также другого оборудования сетей генераторного напряжения, традиционно рассматривается как особый случай. С одной стороны, это вызвано высокой стоимостью и ответственностью защищаемого оборудования, а с другой – необходимостью учета при выборе характеристик ОПН особенностей установленных на генераторах регуляторов возбуждения.

8.4. Защита от перенапряжений изоляции «экран-земля» однофазных кабелей высокого напряжения

В последнее время силовые кабели высокого напряжения 6-500 кВ все более широко используются для передачи и распределения электроэнергии, особенно в крупных городах и на промышленных предприятиях, где уровень электропотребления и плотность нагрузки весьма значительны. Наибольшее распространение получают силовые однофазные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Экраны кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена выполнены из хорошо проводящего материала (алюминия или меди); заземление экранов более чем в одной точке ведет к появлению в них значительных токов, сопоставимых с током жилы кабеля [12-15]. Если по условиям ограничения напряжения на экране обязательно его заземление в нескольких точках, то для снижения токов в экранах трехфазной группы однофазных кабелей может быть применена транспозиция экранов.

Установка ОПН между экраном и землей для защиты изоляции «экранный-земля» кабелей 110-500 кВ (реже – кабелей 6-35 кВ) от грозовых перенапряжений необходима: на том конце кабеля, на котором экран не заземлен;

если применена транспозиция экранов трехфазной группы кабелей, то в каждом узле транспозиции.

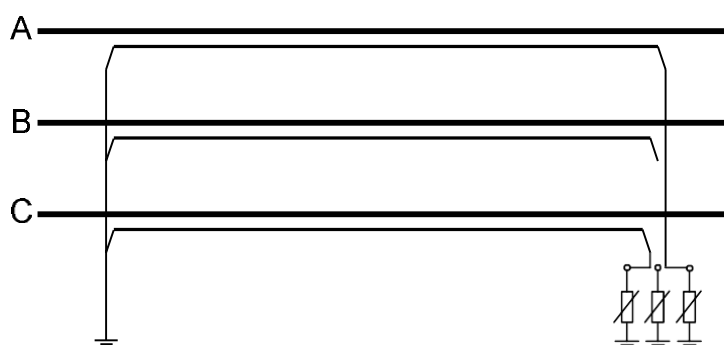


Рисунок 7 - Схема соединения экранов группы из трех однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в случае, когда экран заземлен только с одной стороны

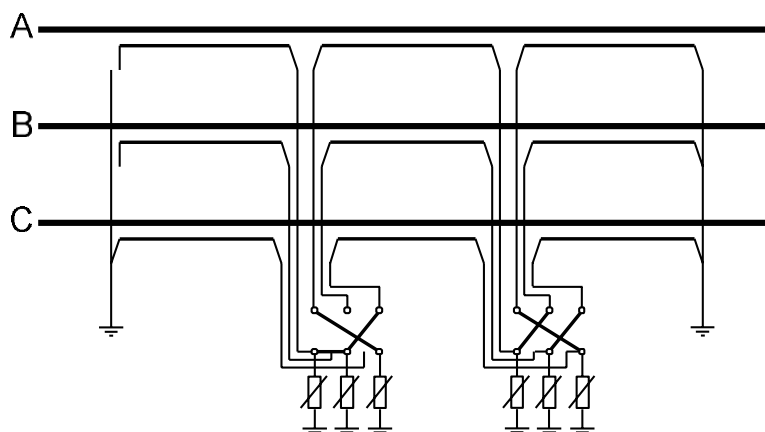


Рисунок 8 - Схема соединения экранов группы из трех однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в случае, когда экран заземлен с двух сторон и применен один цикл транспозиции экранов.

Характеристики ограничителя перенапряжений, предназначенного для защиты изоляции экрана кабеля, должны выбираться исходя из двух основных критериев:

- обеспечения надежной защиты изоляции экрана при грозовых и коммутационных перенапряжениях;
- обеспечения надежной работы самого ОПН при воздействии на него напряжения промышленной частоты как в нормальном режиме, так и в аварийном режиме короткого замыкания вне кабеля.

Проведение расчетов необходимо с целью выбора наибольшего рабочего напряжения ОПН (U_{HBO}) и может быть выполнено по методике [15] (как правило, $U_{HBO} = 3/6$).

Остальные характеристики ОПН достаточно принять в соответствии с пп.6.2-6.3.

8.5 Защита от перенапряжений в сетях с повышенным содержанием гармоник

Среди сетей с повышенным содержанием гармоник в качестве примера можно рассмотреть случай, когда ОПН устанавливается для защиты двигателя, оснащенного системой частотного пуска.

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН (и других его характеристик) при наличии в сети высших гармоник является сложной задачей, не имеющей обоснованного решения.

8.6 Защита от перенапряжений в сетях с резистивно-заземленной нейтралью в сетях с резистивно-заземленной нейтралью

Величина резистора выбирается в зависимости от решаемых задач:

- 1) снижения дуговых и феррорезонансных перенапряжений;
- 2) обеспечения селективности работы релейной защиты по поиску поврежденного присоединения.

В первом случае величина резистора выше, чем во втором, и поэтому в первом случае говорят о высокоомном заземлении нейтрали. Резистор, выбранный во втором случае исходя из обеспечения селективности работы релейной защиты, одновременно позволяет снизить до безопасного уровня дуговые и феррорезонансные перенапряжения, т.е. позволяет решать сразу две задачи.

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН 6-35 кВ в сетях, имеющих резистивное заземление нейтрали, должен проводиться на основе расчетов с учетом величины резистора и максимальной длительности существования режима однофазного замыкания на землю.

Остальные характеристики ОПН могут быть определены упрощенно (см. пп.6.2-6.3).

9 ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОПН В СЕТЯХ 6-35 кВ

Большинство повреждений ОПН в сетях 6-35 кВ с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью происходит из-за дуговых, резонансных и феррорезонансных перенапряжений [6-7].

Кратности дуговых перенапряжений таковы, что правильным выбором наибольшего рабочего напряжения ОПН 6-35 кВ можно практически отстроить ОПН от многократных срабатываний, существенно повысив надежность его работы, т.е. уменьшив (но не исключив) риск его повреждения. В то же время повышенная энергоемкость ОПН практически не изменяет его надежности, зато однозначно приводит к его удорожанию.

Кратности и энергия резонансных и феррорезонансных перенапряжений таковы, что ни выбором рабочего напряжения ОПН, ни выбором энергоемкости невозможно обеспечить безаварийную работу ОПН при этих видах перенапряжений. В случае возникновения резонансных и феррорезонансных перенапряжений вероятность повреждений ОПН тем выше, чем дольше они существуют.

Учитывая изложенное, рекомендуется:

9.1. В сетях с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью постараться снизить время поиска персоналом поврежденного присоединения, не допуская длительной работы в режиме однофазного замыкания на землю, поскольку этот режим опасен не только для ОПН, но и для другого оборудования сети;

9.1.1. в сетях 6-35 кВ с ДГР не допускать работу с недокомпенсацией емкостного тока сети, что позволит исключить возможность развития резонансных перенапряжений;

9.1.2. использовать в сетях 6-35 кВ антирезонансные измерительные трансформаторы напряжения, что позволит исключить развитие феррорезонанса вследствие насыщения их стали (на условия возникновения феррорезонанса при неполнофазных режимах включения силовых трансформаторов это не по-

влияет);

9.1.3. перейти к «высокоомному» заземлению нейтрали, обеспечивающему безаварийную эксплуатацию ОПН и при дуговых, и при резонансных, и при феррорезонансных перенапряжениях;

9.1.4. перейти к «низкоомному» заземлению нейтрали, позволяющему не только обеспечить безаварийную эксплуатацию ОПН при квазистационарных перенапряжениях, но и создать условия для селективной работы релейной защиты по отключению от сети поврежденного присоединения.

10 ТИПОВЫЕ И ОСОБЫЕ СЛУЧАИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПН 110-750 кВ

10.1. Для корректного выбора схем расстановки и технических характеристик ОПН

110-750 кВ необходимо проведение расчетов:

- внутренних перенапряжений на РУ, к которым присоединены ВЛ 500- 750 кВ длиной более 200-300 км;
- внутренних перенапряжений на РУ 110-750 кВ, на которых у силовых трансформаторов и автотрансформаторов не установлены выключатели на стороне высокого напряжения (в блочных и полублочных схемах); на практике следует избегать таких схем, как потенциально опасных для оборудования с точки зрения возникающих внутренних перенапряжений, что снимет необходимость проведения расчетов;
- внутренних (коммутационных) перенапряжений на РУ, на которых установлены батареи конденсаторов;
- внутренних перенапряжений на электропередачах, оснащенных устройствами продольной компенсации (УПК);
- внутренних перенапряжений в схемах электроснабжения тяговых подстанций переменного тока 27.5 кВ от сетей 110-220 кВ;
- внешних (грозовых) перенапряжений на ВЛ 110-750 кВ, не обладающих достаточной грозоупорностью, с целью определения необходимости установки ОПН на ВЛ, числа и мест их первоочередного размещения на ВЛ, выбора типа ОПН и основных его характеристик;
- перенапряжений в распределительных устройствах 110-750 кВ с элегазовой изоляцией (КРУЭ);
- перенапряжений в разземляемой нейтрали 110-220 кВ силовых трансформаторов 110-220 кВ.

10.2. В остальных случаях, помимо особых из п.9.1, в проведении специальных расчетов перенапряжений нет необходимости, а выбор схемы защиты оборудования и характеристик ОПН может быть произведен упрощенно (см.

пп.9.3-9.4 и главу 10).

10.3. Для защиты от грозových перенапряжений в сетях 110-750 кВ обязательно устанавливать ОПН:

10.3.1. на стороне 110-750 кВ силовых трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов) для защиты от грозových перенапряжений, вызванных грозowymi волнами, набегающими с присоединенных ВЛ 110-750 кВ; не допускается наличие коммутационных аппаратов в цепи между трансформатором (автотрансформатором, шунтирующим реактором) и защитным аппаратом;

10.3.2. в непосредственной близости от кабельных муфт 110-750 кВ в местах их присоединения к ВЛ или к ошиновке РУ;

рекомендуется дополнительно устанавливать ОПН:

10.3.3. на каждой присоединенной ВЛ в непосредственной близости от РУ

(например, на ближайшей к РУ опоре ВЛ) или на сборные шины РУ. Размещение защитных аппаратов в РУ 110-750 кВ должно быть таким, чтобы расстояния до оборудования не превосходили максимально допустимых.

Эти расстояния приведены в ПУЭ 7 в табличном виде для случая защиты оборудования при помощи вентильных разрядников и выполнения специальных требований к обустройству защищенных тросами подходов ВЛ. В случае использования вместо разрядников современных ОПН максимально допустимые расстояния и требования к защищенным подходам могут быть скорректированы.

Исследования [9-11] позволяют сделать ряд выводов и предложений, дополняющих требования ПУЭ 7-й редакции в части защиты от грозových перенапряжений оборудования РУ и обустройства защищенных подходов:

– как высокоэффективный способ защиты оборудования от грозových (и коммутационных) перенапряжений в ПУЭ должны быть рекомендованы к использованию каскадные схемы, в которых защитные аппараты установлены на

каждой присоединенной ВЛ 110-750 кВ вблизи от входа РУ («в линейной ячейке»);

– приведенные в таблицах ПУЭ максимально допустимые расстояния от оборудования до защитных аппаратов указаны при грозовой активности не более 30 грозовых часов в год; в случае, если число грозовых часов в районе расположения более 30 в год, допустимые расстояния должны быть пропорционально снижены;

– при замене разрядников на ОПН разрешается пересчитывать приведенные в таблицах ПУЭ 7 максимально допустимые расстояния от защитных аппаратов до силовых трансформаторов, автотрансформаторов (см. примечания к табл.4.2.10-табл.4.2.13, приведенным в ПУЭ);

– нельзя пересчитывать максимально допустимые расстояния от защитных аппаратов до наиболее удаленного оборудования РУ (оборудования линейных ячеек), расположенного до защитных аппаратов (РВ или ОПН) по ходу набегающих с присоединенных ВЛ грозовых волн (см. примечания к табл.4.2.10-табл.4.2.13 в ПУЭ, допускающие такой пересчет);

– необходимо исключить примечание к табл.4.2.10 ПУЭ, допускающее не ограничивать расстояния до удаленного оборудования при большом числе присоединенных ВЛ 110, 150, 220 кВ; при большом числе ВЛ в качестве максимально допустимых расстояний от защитных аппаратов до удаленного оборудования можно принять те расстояния по ПУЭ, которые указаны при трех и более постоянно включенных ВЛ 110, 150, 220 кВ;

– допускается снижать длину тросового подхода ВЛ по сравнению со значениями, указанными в ПУЭ, в случае установки дополнительных ОПН в ее линейную ячейку;

– в случае повышенных (более величины 20 Ом, принятой в ПУЭ за максимально допустимую) сопротивлений заземления опор ВЛ 110-330 кВ на подходах к РУ необходимо устанавливать дополнительные ОПН 110-330 кВ, размещаемые в линейные ячейки ВЛ или на сборные шины РУ.

- Для защиты от коммутационных перенапряжений в сетях 110-750 кВ обязательно устанавливать ОПН:

- на стороне 110-750 кВ силовых трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов); не допускается наличие коммутационных аппаратов в цепи между трансформатором (автотрансформатором, шунтирующим реактором) и защитным аппаратом;

- на присоединенные к распределительному устройству ВЛ 500-750 кВ вблизи от входа РУ;

рекомендуется устанавливать ОПН:

- на присоединенные к распределительному устройству ВЛ 330 кВ вблизи от входа РУ;

не обязательно устанавливать ОПН:

- на присоединенные к распределительному устройству ВЛ 110-220 кВ вблизи от входа РУ.

ОПН, установленные на ВЛ 110-750 кВ вблизи от входа РУ, удачно совмещают в себе функции ограничения и грозовых (п.9.3), и коммутационных (п.9.4) перенапряжений.

11 ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ОПН 110-750 кВ В ТИПОВЫХ СЛУЧАЯХ

Основные характеристики ОПН за исключением особых случаев, приведенных в п.9.1, допустимо определять упрощенно.

Выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нрО}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

11.1.1. наибольшее рабочее напряжение сети в месте установки ОПН (классы напряжения электрооборудования сетей 110-750 кВ согласно ГОСТ 1516.3 приведены в таблице);

11.1.2. зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

11.1.3. наличие или отсутствие трансформаторов с разземленной нейтралью.

Таблица 10 – Напряжение для сети, кВ

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нрс}$, кВ (для сети)	127	253	363	525	788
$U_{нрс} / \sqrt{3}$, кВ (для сети, фазное значение)	73	146	210	303	455

Сети **110-750** кВ с глухозаземленной нейтралью

Наибольшее рабочее напряжение $U_{нрО}$, приведенное в таблице, принимается на 5% выше наибольшего длительно допустимого рабочего (фазного) напряжения сети $U_{нрс} / \sqrt{3}$

Таблица 11 – Напряжение с глухозаземленной нейтралью

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$U_{нрО}$, кВ	77	153	220	318	477

Если в эксплуатации имело место превышение фазным сетевым напряжением уровня $U_{HPC} / \sqrt{3}$ то наибольшее рабочее напряжение U_{HPO} принимается на 5% выше максимального зафиксированного (фазного) напряжения сети.

Выбор энергоемкости ОПН и тока пропускной способности

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению U_{HPO} обозначена $W_{уд}$ и приведена в таблице. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Некоторые производители в каталогах на ОПН:

относят энергию не к наибольшему рабочему напряжению ОПН U_{HPO} , а к номинальному напряжению ОПН ($U_{НОМ}^{ОПН}$); в этом случае рекомендуемая удельная энергия W будет меньше значений, указанных в таблице;

– указывают энергию $W_{уд}$ не одного, а одновременного двух импульсов тока пропускной способности; в этом случае рекомендуемая удельная энергия будет в два раза больше, чем указано в таблице.

Таблица 12- Импульс, мкс

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
$W_{уд}$, кДж/кВ	1.5-2.5	2.5-3.5	3.5-4.5	4.5-5.5	5.5-6.5
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	400-500	500-600	700-900	1000-1200	1300-1500

Проверка достаточности прочих характеристик ОПН

ОПН, выбранный по пп.10.1-10.2, обладает наибольшим рабочим напряжением U_{HPO} и энергоемкостью $W_{уд}$, которые практически однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН проводить проверку прочих характеристик ОПН на удовлетворение условиям, приведенным в пп.10.3.1-10.3.4, не обязательно.

Номинальное напряжение ОПН

В соответствии с выражением $U_{НОМ}^{ОПН} \geq 1,25 \cdot U_{HPO}$

Характеристика «напряжение-время»

Задается в относительных единицах U_{HPO} для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

В относительных единицах U_{HPO} ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{H-B}(T)$ указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{H-B}(T) \cdot U_{HPO}$.

Таблица 13 – Длительность повышенного напряжения

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{H-B}(T)$ превышения напряжения на ОПН, не менее
0,1 с	1,50*/1,40**
1 с	1,43*/1,35**
10 с	1,37*/1,30**
100 с	1,31*/1,23**
1200 с	1,23*/1,15**
3600 с	1,19*/1,10**

Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозовых и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются на так называемых «расчетных импульсных токах» в каталоге производителя. Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности K_{8-20} и K_{30-60} ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений соответственно.

Таблица 14 – Расчетный ток, А

Класс напряжения, кВ	11	22	33	50	750
Расчетный ток (кА) грозовых перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	10	10	10	20	20

Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	50 0	500	100 0	100 0	1000
К 8/ 20	2. 3			2. 2	
К 30 / 60	2. 0			1. 9	

В относительных единицах $\sqrt{2} \cdot U_{НРО}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений K_{8-20} и K_{30-60} указанных в таблице. Т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более

$$(\sqrt{2} \cdot U_{НРО}) \cdot K_{8-20} \quad (16)$$

$$(\sqrt{2} \cdot U_{НРО}) \cdot K_{30-60} \quad (17)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице значения.

Таблица 15 – Импульс, мкс

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	10	10	10	20	20
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65- 100	65- 100	100	100	100

12 ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ОПН 110-750 кВ В ОСОБЫХ СЛУЧАЯХ

Для корректного выбора схем расстановки и технических характеристик ОПН в сетях 110-750 кВ необходимо проведение расчетов в «особых» случаях, приведенных ниже. Расчеты могут быть выполнены аналитически или с использованием компьютерного моделирования процессов.

12.1. РУ с присоединенными ВЛ 500-750 кВ длиной более 200-300 км Проведение расчетов внутренних перенапряжений на ВЛ 500-750 кВ

длиной более 200-300 км и в РУ 500-750 кВ, к которым эти ВЛ присоединены, необходимо с целью:

- определения квазистационарных перенапряжений и оценки их опасности для оборудования и, в частности, для ОПН;
- определения комплекса мер, направленных на снижение квазистационарных перенапряжений в тех случаях, когда они представляют реальную опасность для оборудования; например такие опасные перенапряжения резонансной природы могут возникать в цикле ОАПВ на отключенной фазе линии «резонансной» длины, зависящей от числа присоединенных к ней шунтирующих реакторов;
- определения энергии, которая выделяется в ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Расчеты внутренних перенапряжений, которые можно провести аналитически или с использованием компьютерного моделирования, являются основой для выбора характеристик ОПН (U , W), устанавливаемых на ВЛ 500-НРО УД 750 кВ (например, в непосредственной близости от входа РУ для защиты оборудования от грозových и коммутационных перенапряжений).

12.2. Блочные и полублочные передачи 110-750 кВ

Схемами, в которых возможно возникновение опасных внутренних перенапряжений, являются так называемые блочные и полублочные передачи [9,

16], в которых воздушная линия коммутируется вместе с силовым трансформатором или автотрансформатором. В проектной практике следует избегать блочных и полублочных схем как опасных для оборудования и, в частности, для ОПН, однако ряд таких электропередач уже эксплуатируется и требует проведения расчетов в рамках замены устаревших вентильных разрядников на ОПН.

Проведение расчетов внутренних перенапряжений в блочных и полублочных передачах необходимо с целью:

- определения квазистационарных перенапряжений и оценки их опасности для оборудования и, в частности, для ОПН;
- определения комплекса мер, направленных на снижение квазистационарных перенапряжений в тех случаях, когда они представляют реальную опасность для оборудования;
- определения энергии, которая выделяется в ОПН при коммутационных перенапряжениях.

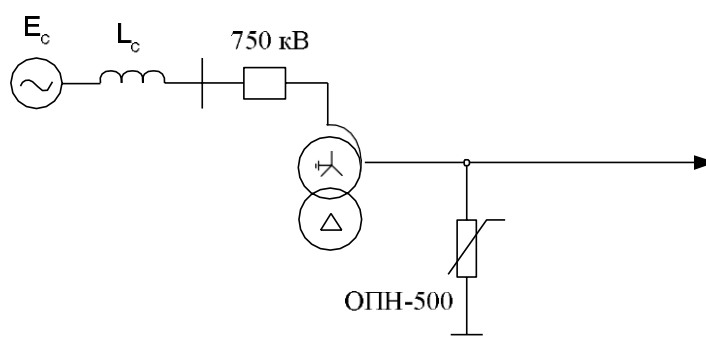


Рисунок 9 - Схема полублочной передачи 750/500 кВ

Следует понимать, что в блочных и полублочных передачах наибольшее рабочее напряжение ОПН, обеспечивающее его надежную эксплуатацию при квазистационарных перенапряжениях, может оказаться заметно выше фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети, т.е. такой ОПН в ряде случа-

ев будет неэффективно ограничивать грозовые и коммутационные перенапряжения на оборудовании.

,В качестве примера на рисунке ниже приведена достаточно редко встречающаяся схема полублочной передачи 750/500 кВ, в которой воздушная линия 500 кВ может коммутироваться в блоке с автотрансформатором 750кВ/500кВ выключателями 750 кВ.

Значительно более распространенными являются полублочные передачи 110 кВ (см. рисунок), в которых понижающие трансформаторы (110-220)/(6-10 кВ не имеют собственных выключателей 110-220 кВ и коммутируются вместе с питающими ВЛ 110-220 кВ – это, как правило, тупиковые подстанции, транзитные подстанции, подстанции на отпайках, питаемые по ВЛ 110-220 кВ длиной до 40-50 км. Нейтрали трансформаторов 110-220 кВ на таких подстанциях зачастую разземлены.

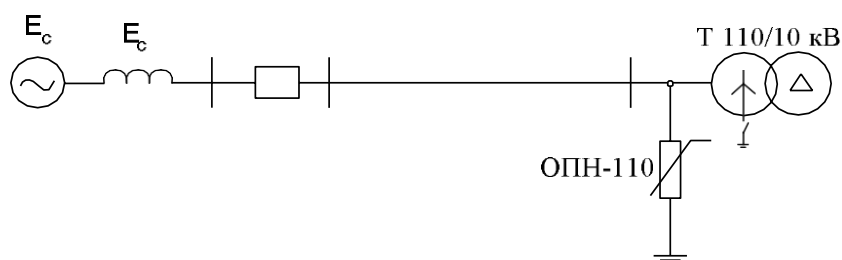


Рисунок 10 - Пример полублочной передачи 110 кВ.

Основные характеристики ОПН для полублочных передач 110-220 кВ, определенные расчетным путем и проверенные опытом эксплуатации, таковы:

- наибольшее рабочее напряжение ОПН 110-220 кВ принимается на 20% выше наибольшего рабочего (фазного) напряжения сети и приведено в таблице

Таблица 16-Наибольшее рабочее напряжение,кВ

Класс напряжения, кВ	110	220
<i>U_{нр0}</i> , кВ	88	176

12.2.1.Защита от грозовых перенапряжений изоляции ВЛ 110-750 кВ

В ряде случаев, в силу объективных причин (высокие значения сопротивления заземления опор ВЛ из-за высокого удельного сопротивления грунта, невозможность применения грозозащитных тросов из-за высоких ветро- гололедных нагрузок и т.п.) традиционные средства грозозащиты не могут обеспечить необходимую грозоупорность ВЛ. В таких случаях дополнительным, дорогим, но эффективным способом повышения грозоупорности ВЛ может стать установка ОПН на опорах ВЛ для защиты ее изоляции от перекрытий.

Подвесные ограничители перенапряжений ОПН 110-750 кВ устанавливаются на опорах ВЛ 110-750 кВ параллельно гирляндам линейных изоляторов, т.е. между фазным проводом и траверсой опоры. При этом используются два способа подключения ОПН:

- без искрового промежутка;
- через искровой промежуток (не путать с вентильным разрядником).

На основе ряда расчетов [9], проведенных для ВЛ 110-750 кВ, сделаны следующие обобщающие рекомендации относительно мест установки ОПН, согласующиеся с зарубежным опытом применения ОПН на ВЛ:

- для эффективной защиты изоляции всей ВЛ от грозовых перенапряжений необходима установка ОПН на каждой опоре;
- для эффективной защиты изоляции отдельных («проблемных») опор ВЛ от грозовых перенапряжений необходима установка ОПН только на этих опорах;
- для снижения числа грозовых отключений, вызванных прорывами молнии на фазные провода, наиболее эффективно устанавливать защитные ОПН в верхние фазы (при вертикальном расположении или расположении проводов в «треугольник») и в крайние фазы (при горизонтальном расположении проводов);
- для снижения числа грозовых отключений, вызванных обратными перекрытиями изоляции с опоры на фазные провода, установка ОПН наиболее эффективна в крайние фазы ВЛ с горизонтальным расположением проводов, а

на ВЛ с иным расположением проводов – в зависимости от сопротивлений заземления опор (при малых сопротивлениях заземления – в верхние фазы, а при больших сопротивлениях заземления – в нижние фазы);

- для исключения перекрытий изоляции на одноцепной опоре необходима установка ОПН сразу во все фазы на опоре;

- для исключения двухцепных перекрытий изоляции на двухцепных опорах установка ОПН достаточна только в фазы одной из цепей.

При установке ОПН на ВЛ 110-750 кВ важнейшим является вопрос от вероятности прорыва молнии на фазный провод, на котором установлен ОПН, а также от статистических параметров разряда молнии;

- от сопротивления заземления опоры ВЛ, на которой установлен(ы) ОПН;

- от числа фаз ВЛ на опоре, в которые установлены ОПН;

- от наличия ОПН, расположенных в той же фазе на соседних опорах;

- от типа ОПН (с искровым промежутком или без него).

Определение энергоемкости ОПН в каждом конкретном случае производится по результатам технико-экономических расчетов.

Наибольшее рабочее напряжение ОПН ($U_{НРО}$), устанавливаемых на ВЛ 110- 750 кВ, зависит от типа ОПН (с искровым промежутком или без него). В случае ОПН без искрового промежутка наибольшее рабочее напряжение ОПН выбирается как в типовых случаях (или как в особых случаях, если есть их признаки: большая длина ВЛ, возможность коммутации ВЛ одновременно с трансформатором, др. признаки). В случае ОПН с искровым промежутком рабочее напряжение ОПН выбирается исходя из условий обеспечения надежного гашения дуги от тока промышленной частоты, который протекает в промежутке после его срабатывания от грозových перенапряжений.

На ВЛ 110-750 кВ рекомендуется устанавливать ОПН 110-750 кВ с применением отделителей, включаемых последовательно с ОПН и обеспечивающих отсоединение ограничителя перенапряжений в случае его повреждения.

9 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Целью является расчет эффективности инвестиций в модернизацию подстанции «Бройлерная-2».

Для этого мы рассчитываем затраты на реализацию проекта, определяем источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого делаем выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

9.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании подстанции ПС «Бройлерная-2» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 28 [29].

Таблица 17 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Вариант 1	Количество	Цена за 1 шт.	Итог
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000 руб.	11900000руб.
Трансформаторы ТРДН-25000\110	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего		21264000руб.	

9.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, при-

обретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (18)$$

где $K_{инф} = 3,99$ – коэффициент инфляции по Приморскому краю [6];

$K_{ЗАТ} = (1+0,1)$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{ПС}$ - площадь подстанции;

$K_P = 1,2$ – районный коэффициент;

$K_{КОР} = 8,59/8,59$ – коэффициент коррекции;

$K_{ОСВ.УД.} = 100$ руб/м² – удельная стоимость освоения земель под строительство;

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ОРУ.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (19)$$

где $n_{ВЫК.}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена на 110 кВ (два блока) – 11900 тыс. руб.;

$$K_{ОРУ110} = 11900 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{ТР} = \sum C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (20)$$

где $C_{ТРi}$ - цена одного трансформатора;

$n_{ТР}$ – количество силовых трансформаторов;

$$K_{ТР10000} = 4682 * 2 = 9364 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения на строительство подстанции «Бройлерная-2» определяются, тыс. руб.:

$$\begin{aligned} K_{ПС} &= \left(((11900 + 9364) * (1 + 0,1)) * 1,2 * 8,59 \right) * \frac{8,59}{8,59} + 12059 * 0,1 \\ &= 8,96725 * 10^4 \end{aligned}$$

9.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (21)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (22)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период, где $T_{\text{сл}} = 20$ лет;

Срок полезного использования устанавливается для каждого вида ОФ при принятии их к бухгалтерскому учету, а также может быть определен в паспорте оборудования по постановлению правительства РФ от 1.01.2002 №1.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}} = \frac{2,423 \cdot 10^5}{20} = 1,212 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.};$$

Таблица 18 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость тыс. руб.	Амортизация тыс. руб.
Подстанции	21264	12120
Итого	21264	12120

Инвестиционный проект по своему масштабу относится к особо крупному, потому что для его реализации требуются свыше 1 млрд. руб.

9.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (23)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ПС} * K_{ПС} = 4,9 * 2.423 * 10^5 = 1.187 * 10^6 \quad (24)$$

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций, где $\alpha_{P.O.ПС} = 4,9\%$ [29].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

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

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 2311 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ПС}} \quad (26)$$

$\Delta W_{\text{ПС}}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

Находим потери электроэнергии в трансформаторах проектируемых подстанций (расчет представлен в приложении А), МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.13}}^2 + Q_{\text{неск.13}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.1Л}}^2 + Q_{\text{неск.1Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_{\text{Л}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}}; \quad (27)$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ТР}} = 6333 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}\Sigma} + \Delta W_{\text{КУ}} \quad (28)$$

$$\Delta W = 6,333 * 10^3 \text{ МВт} * \text{ч}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

$$I_{\Delta W} = 6,333 * 10^3 * 2,311 = 14635 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (30)$$

$$I = 1.187 * 10^6 + 1,212 * 10^4 + 14635 = 1,214 * 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

9.5 Расчет затрат на оплату труда

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам; в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей».

В общем случае на предприятии выделяют три категории работников: административно-управленческий персонал, рабочий персонал и инженерно-технический. Сумма этих категорий даёт нам штатную численность персонала.

Перед рабочим персоналом ставятся задачи по ремонту, эксплуатации и обслуживанию электроустановок и оборудования

Организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ и информационно-техническим обслуживанием предприятия занимаются инженерно-технические работники

Административно-управленческий персонал занимается непосредственным управлением организацией, подбором персонала, и т.д.

Определение штатной численности персонала предприятия приведём в таблице 30 [30].

Таблица 19 – Определение штатной численности рабочих на предприятии

Рабочие						
1		2	3	4	5	
Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.	
ВЛЭП	110	2	км	19.1	3,3 чел. на 100 км	0.63
Итого	1 человек					
Силовой трансформатор	110		ед.	2	2,6 чел. на 100 ед.	0.052
Итого	1 человек					
Присоединение с элегазовым выключателем	110		ед.	3	15 чел. на 100 ед	0.45
Итого	1 человек					
ПС	110		ед.	1	2,6 чел. на ед	2.6
Итого	3 человека					
РЗ и А	3 человека					
Сумма	9 человек					
ИТР						
Подразделение (отдел)			Должность	Численность, чел.		
Оперативно-диспетчерское подразделение			Диспетчер района	3		

Продолжение таблицы 19

Вычислительный отдел	Инженер программист	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	3
Сумма	15 человек	
АУП		
Функция управления	Численность, чел	
Общее руководство	6	
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	6	
Управление персоналом	1,5	
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание	3	
Организация охраны труда и техники безопасности	1,5	
Правовое обслуживание	1,5	
Технико-экономическое планирование	3	
Сумма	27 человек	
Всего	51 человека	

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников – повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная.

Определяем среднемесячную заработную плату для района Иркутская область.

Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по Иркутской области на 2014 год составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 31242 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} * 12 * ЗП_{СМ.НАЧ} = 51 * 12 * 31242 = 19120 \text{ тыс. руб.} \quad (31)$$

9.6 Расчет страховых взносов

С 1 января 2017 года увеличился размер страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации и в Федеральный фонд медицинского страхования, а также территориальные фонды медицинского страхования 30% оплаты труда работников.

Сейчас размер страховых взносов можно определить следующим образом:

$$СВ = 0,3 * \Phi ЗП = 0,3 * 19120 = 5736 \text{ тыс. руб.} \backslash \text{год}$$

9.7 Расчет прочих затрат

Прочие расходы в общем случае принято принимать равными 30% от суммы общих издержек и фонда заработной платы. Согласно этому формула для прочих затрат имеет вид:

$$I_{\text{ПР}} = 0,85 \cdot 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{р.о.}} + I_{\Delta W} + \text{СВ} + \Phi 3 \Pi_{200}) + 0,03 \cdot K, \quad (32)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,85 \cdot 0,3 \cdot (1,212 \cdot 10^4 + 1,187 \cdot 10^6 + 14635 + 5736 + 19120) + 0,03 \cdot 2,423 \cdot 10^5 = 3,885 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб./год}$$

9.8 Определение себестоимости и ЧДД

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (33)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.лет.}} \cdot T_{\text{лет}} + P_{\text{ср.зим.}} \cdot T_{\text{зим}}, \quad (34)$$

где $P_{\text{ср.лет.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.зим.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{лет}}$ – число часов летного периода, час;

$T_{\text{зим}}$ – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 4800 часов, а летний в свою очередь 3960 часов.

$$W = 133,7 \cdot 4800 + 117,1 \cdot 3960 = 1,074 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_W = W \cdot 1 = 1074000 \cdot 1 = 1074000 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{P.O} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + СВ + I_{ПР}, \quad (35)$$

$$\begin{aligned} I_{\Sigma} &= 1,212 \cdot 10^4 + 1.187 \cdot 10^6 + 14635 + 5736 + 19120 + 3,885 \cdot 10^5 \\ &= 1,627 \cdot 10^6 \end{aligned}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6}{1,074 \cdot 10^6} = 1.5 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6 - 14635}{1,074 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Таблица 20 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	12120
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{p.o}$	тыс. руб.	1187000
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	14 635

4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П_{год}$	тыс. руб.	19 120
5	Размер страхового взноса	$СВ$	тыс. руб.	5736
6	Затраты на полученную э/э	$И_w$	тыс. руб.	1 074 000
7	Прочие расходы	$И П Р$	тыс. руб.	388500
8	Всего годовых затрат	$И \Sigma$	тыс. руб.	1 627 000
9	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	МВт·ч	1 074 000
10	Себестоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии	$С \Delta W$	руб./ кВт·ч	2,311
11	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$С_{перед}$	руб./ кВт·ч	1,5
12	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$С$	руб/ кВт·ч	1,3

Для наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке 19 представлен этот график. Подробный расчет ЧДД приведен в приложении Б.

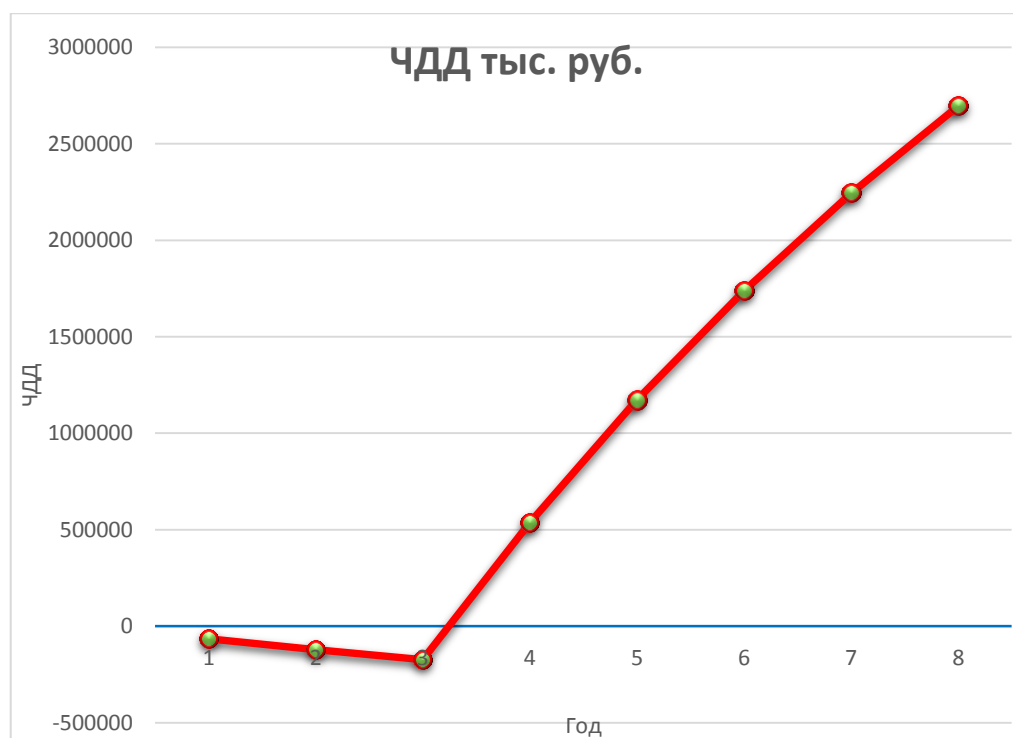


Рисунок 11 – Динамика изменения ЧДД по годам реализации проекта

Время строительства принято равным 3 годам, срок окупаемости проекта равен 4 годам.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна система защиты (безопасность этой деятельности). Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические.

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы :

- работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;
- перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.
- по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”.
- административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

- лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

- электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- 1) соответствующее медицинское освидетельствование;

- 2) вводный инструктаж;

- 3) обучение безопасным методам труда;

- 4) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

- 5) первичный инструктаж;

- 6) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

– все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

– все лица, находящиеся на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ 220 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительной-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ. Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ рассматривается согласно.

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 220 кВ, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой

подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ 220 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

10.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Солнечная долина»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Западная» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «Солнечная долина» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 220 кВ ПС «Солнечная долина» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагаться схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

10.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды. Согласно закону Российской Федерации "об охране окружающей среды": «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпиднадзора».

Основное влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах уставленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд.

Для персонала ПС внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ. Для исключения влияния на окружающую среду от возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются масло-

приемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству, режимам работы ВЛ и ПС не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением населения или обслуживающего персонала. Повреждения и авария на ПС, как правило, также не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на ПС, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. Однако такие пожары в подавляющем числе случаев ликвидируются автоматическими средствами пожаротушения на ПС и не распространяются на расположенные вблизи жилые здания или промышленные сооружения.

10.2.1 Расчет шума трансформатора

Тип трансформатора: ТРДН - 40000/220

Количество трансформаторов N=2

Т – трансформатор трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой

Д – с дутьем

Н – с РПН

40000 - номинальная мощность, кВ·А; (S=40 МВА)

220 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; (U= 220 кВ)

У(ХЛ)1 - климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения (1).

Решение

1 допустимый уровень шума на территории микрорайонов и групп жилых домов :

$$L_{\text{аэКВ}} = 45 \text{ дБА}$$

Уровень звукового давления = 35 Гц

Максимальный уровень звука:

$$L_{\text{амаХ}} = 60 \text{ дБА}$$

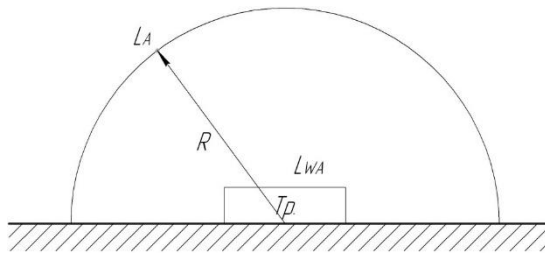


Рисунок 12 – Излучение шума трансформатором

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 97$ дБА.

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg(2 * 10^{0.1*97}) = 100 \text{ дБА}$$

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CB}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(100-45)}}{2 * 3.14}} = 224.4 \text{ м.}$$

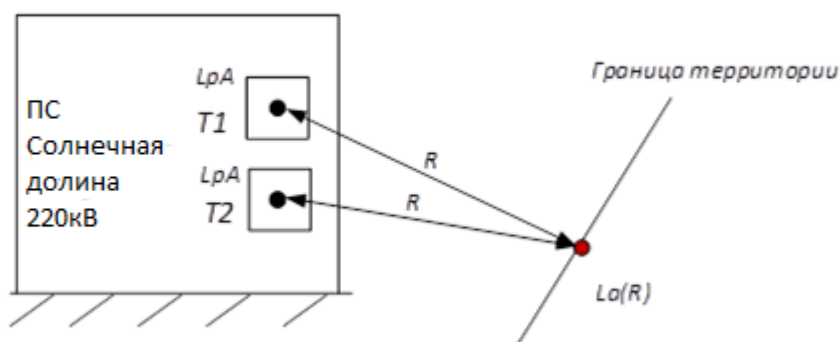


Рисунок 13 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Солнечная долина» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (224,4 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 190 м., следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости

10.3 Чрезвычайные ситуации.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия. Процесс горения – сложное, быстро протекающее химическое превращение сопровождающееся выделением значительного количества тепла и ярким свечением.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на производстве:

- Нарушения связанные с технологическим режимом;
- Неисправленное электрооборудование;
- Неправильное устройство электрооборудования;
- Конструктивные недостатки;
- Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций..

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водопроводов, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «Ленинск» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «Ленинск» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (ёмкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного

вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики емкостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Графит» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Солнечная долина»

На подстанции «Солнечная долина» установлено два трансформатора ТРДН-40000/220 масса трансформаторного масла в одном автотрансформаторе – 2,3 тонны.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между автотрансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе были произведены расчетные методы для оценки эффективности и оптимизации расстановки ограничителей перенапряжения нелинейных на линии электропередачи. Так же было выбрано и проверено силовое оборудование, необходимое для реализации проекта.

Для безопасной эксплуатации линий электропередачи были выбраны и проверены электрические аппараты, рассчитана грозоупорность питающей линии электропередачи и проведена молниезащита подстанции.

Так же были рекомендованы мероприятия для обеспечения безопасности монтажа на ЛЭП, дана оценка влияния электрического и магнитного полей, проведён расчёт санитарно-защитной зоны шуму подстанции.

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта были рассчитаны основные технико-экономические показатели. Согласно расчёту чистого дисконтированного дохода, срок окупаемости проекта составляет четыре года. Рентабельность проекта составила 0.583, что говорит об эффективности капиталовложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
2. Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
3. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
6. Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm
8. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
9. Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2003. – 31 с.
10. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
11. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.

12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 1985.
13. Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
14. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
15. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
16. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
17. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
18. Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
19. Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
20. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
21. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.