

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

К. М. Медведев, Ю. А. Рудченко

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу для студентов
специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2011

УДК 621.311.11.002.72(075.8)
ББК 31.279я73
М42

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 8 от 28.06.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Теоретические основы электротехники»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Брель*

Медведев, К. М.
М42 Монтаж и эксплуатация электрических сетей : лаборатор. практикум по одноимен. курсу для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / К. М. Медведев, Ю. А. Рудченко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 97 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения, описание используемых приборов и оборудования, а также порядок выполнения лабораторных работ.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

УДК 621.311.11.002.72(075.8)
ББК 31.279я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2011

Содержание

1. Лабораторная работа №1. Замена изоляторов в поддерживающей гирлянде.....	4
2. Лабораторная работа №2. Крепление неизолированных проводов на ВЛ 0,4-35 кВ.....	9
3. Лабораторная работа №3. Фазировка кабелей.....	20
4. Лабораторная работа №4. Монтаж электроосвещения квартиры.....	24
5. Лабораторная работа №5. Изучение методов определения мест повреждения в кабельных линиях.....	27
6. Лабораторная работа №6. Соединение, ответвление и оконцевание жил проводов и кабелей.....	35
7. Лабораторная работа №7. Монтаж штыревых изоляторов.....	45
8. Лабораторная работа №8. Оценка мероприятий повышения пропускной способности электрической сети.....	49
9. Лабораторная работа №9. Плавка гололёда.....	57
на линиях электропередачи	
10. Лабораторная работа №10. Определение рациональных мест деления замкнутой городской электрической сети.....	64
11. Лабораторная работа №11. Исследование режимов работы электрической сети с изолированной нейтралью....	73
12. Лабораторная работа №12. Исследование режимов работы электрической сети с компенсированной нейтралью.....	81
13. Лабораторная работа №13. Исследование режимов работы электрической сети с нейтралью, заземлённой через резистор.....	89
Литература	97

Лабораторная работа №1

Замена изоляторов в поддерживающей гирлянде

Цель работы

Изучение методики выполнения работ по замене дефектных изоляторов в подвесных гирляндах высоковольтных ЛЭП.

Краткие теоретические сведения

Одним из видов работ при эксплуатации ВЛ 35кВ и выше является замена дефектных изоляторов на промежуточных опорах без применения автовышки. Рассмотрим два способа замены дефектных изоляторов с применением монтажного трапа и непосредственным выходом на провод по гирлянде изоляторов.

При выполнении данного вида работ применяются следующие приспособления, инструменты и инвентарь:

- сборная алюминиевая лестница;
- канат бесконечный с двумя блоками;
- стяжное устройство;
- якорь;
- кувалда;
- лопата;
- слесарный инструмент;
- приспособление для подачи линия лестницы;
- приспособление для извлечения замков;
- бинокль;
- штанга с вилкой;
- анеометр со штативом;
- полотнище брезентовое;
- канат капроновый для подъема и спуска изоляторов.

Необходимые защитные средства:

- очки защитные;
- переносное заземление;
- предохранительный пояс со страхующими фалами;
- каски защитные;
- перчатки диэлектрические;
- удлиненный страхующий фал;

- аптечка медицинская;

Меры безопасности:

1. Все действия производится по команде производителя работ;
2. Опора не должна иметь дефектов, препятствующих выполнению данного вида работ;
3. Выход с траверсы на провод производится по команде производителя работ;
4. При выходе с траверсы обязательно страховаться фалом пояса за траверсу.
5. Запрещается производство работ при скорости ветра 10м/с и при приближении грозы

Выполнение работ с установкой переносного заземления без применения подвесного троса.

Перед началом работ руководитель работ и допускающий проверяют правильность подготовки рабочего места. Производят допуск бригады к работе. Члены бригады монтируют сборную алюминиевую лестницу согласно инструкции. Электромонтер поднимается по лестнице на опору. И по команде производителя работ, осмотрев траверсу на предмет возможности выполнения работ на ней и застраховавшись стропом предохранительного пояса, выходит на нее. Все работы на траверсе выполняются по команде производителя работ с земли.

Электромонтер закрепляет верхний блок бесконечного каната за траверсу на расстоянии 0,4 м от изолирующей подвески (рис. 1.1). Электромонтер осматривает состояние изолирующей подвески на предмет возможности выхода на нее и выполнения работ на ней. Электромонтер по команде производителя работ, закрепившись фалом пояса и страховочным устройством за траверсу, по гирлянде выходит на провод. Электромонтер по бесконечному канату поднимает стяжное устройство и устанавливает его на поврежденный участок гирлянды так, чтобы поврежденные изоляторы находились между верхней и нижней ваймой стяжного устройства. Электромонтер передает нагрузку с поддерживающей подвески на стяжное устройство, вынимает замки из дефектных изоляторов, демонтирует дефектные изоляторы и опускает их на землю по бесконечному канату. По бесконечному канату поднимает к поврежденной гирлянде исправные изоляторы. Устанавливает их вместо демонтированных и фиксирует их замками, проверив правильность их установки. Передает нагрузку со стяжного

устройства на поддерживающую подвеску, снимает стяжное устройство и бесконечному канату опускает на землю. По команде производителя работ выходит на траверсу. Переустанавливает верхний блок бесконечного каната на траверсу у стойки опоры, затем на звенья лестницы по команде производителя работ выходят с траверсы на лестницу и закрепляется специальным страхующим устройством за лестницу. Спускаясь по лестнице на землю, электромонтер поочередно снимает звенья лестницы и опускает их по бесконечному канату. Производитель работ совместно с бригадой снимают переносное заземление согласно технологической карте с земли, убирают рабочее место. Производитель работ удаляет бригаду с рабочего места. Мастер и производитель работ оформляют окончание работ.

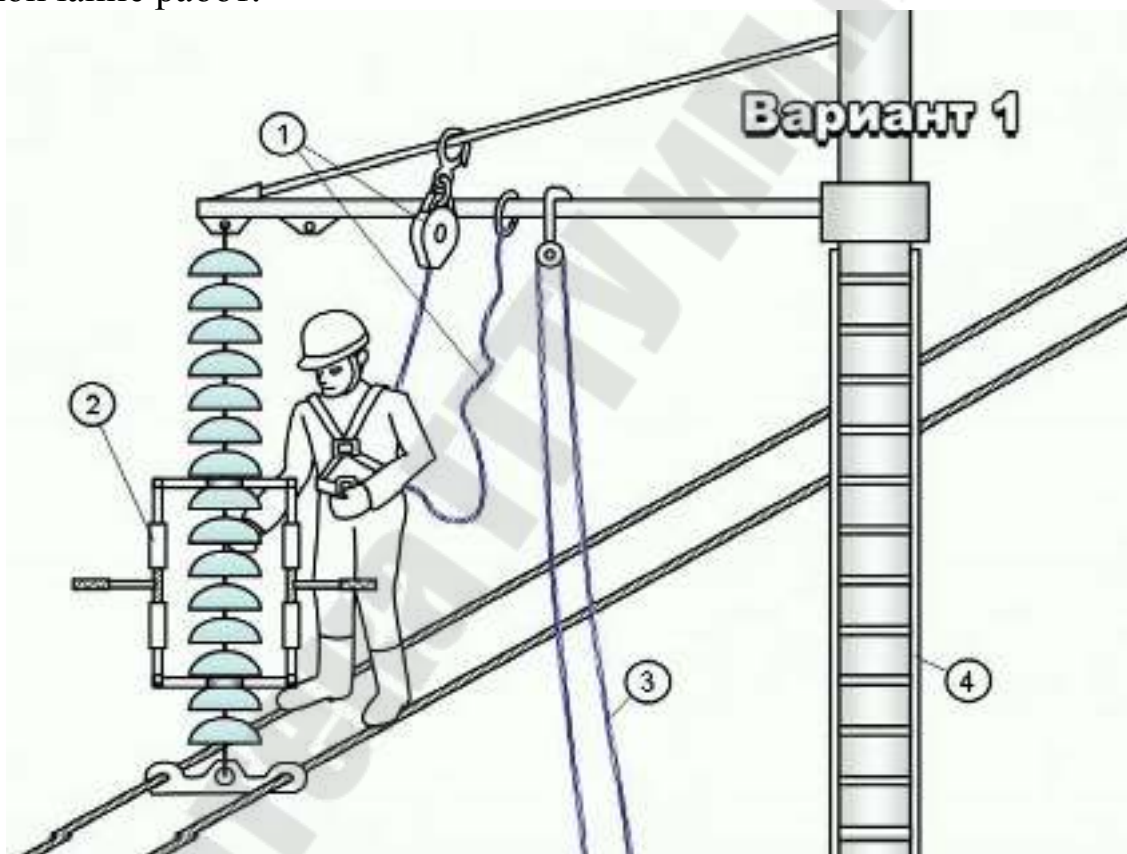


Рис. 1.1. Схема положения электромонтера на опоре во время выполнения работ без применения подвешенного трапа: 1 – страховочное устройство для страховки электромонтера; 2 – стяжное устройство для замены изоляторов в гирлянде, снятия тяжения с участка гирлянды; 3 – бесконечный канат для подъема всей необходимой оснастки, приспособлений, инструментов; 4 – лестница для подъема электромонтера на опору.

Выполнение работ с применением подвешенного трапа

Во втором способе (рис. 1.2), работы по замене изоляторов те же, что в первом, за исключением того, что после осуществления допуска бригады к работе, электромонтер, поднявшись по лестнице на опору, выполняет работы по замене дефектных изоляторов с поднятого по бесконечному канату и установленного подвешенного трапа.

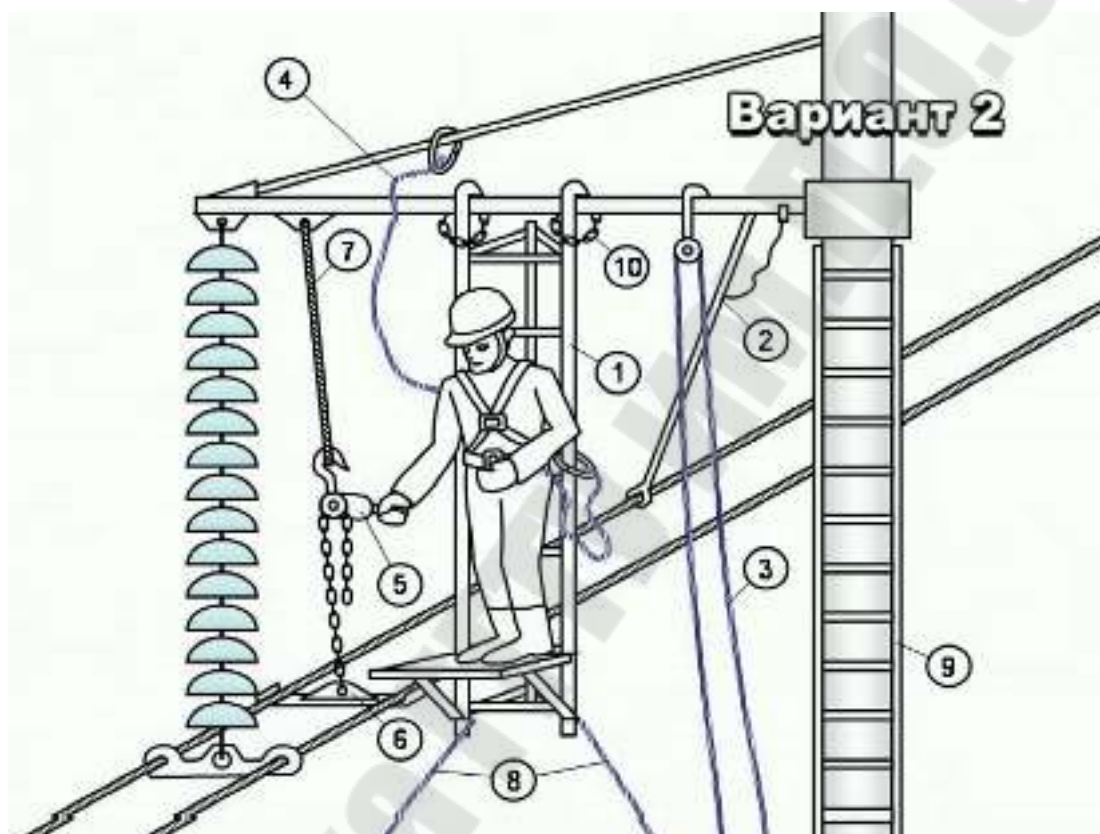


Рис. 1.2. Положение электромонтера на опоре во время выполнения работ с применением подвешенного трапа: 1 – подвесной трап, для выхода электромонтера к поврежденному участку гирлянды; 2 – переносное заземление, для заземления ремонтируемого фазного провода; 3 – бесконечный канат, по которому поднимается вся необходимая оснастка; 4 – страховочный канат, для страховки электромонтера; 5 – таль рычажная, для снятия тяжести с подвешенной гирлянды; 6 – коромысло, для подхвата провода; 7 – строп, совместно с талью и коромыслом, для снятия натяжения с гирлянды; 8 – канат-рашарка, для строповки подвешенного трапа; 9 – переносная алюминиевая лестница, для подъема электромонтера на опору; 10 – цепи, для страховки трапа.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться со способами замены дефектных изоляторов в подвесной гирлянде.
2. Выполнить замену дефектных изоляторов с применением стяжного устройства на учебном лабораторном стенде..

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Порядок выполнения работ по замене изоляторов.

Контрольные вопросы

1. С помощью какого устройства осуществляется подъем на опору необходимого инструмента, приспособлений и оснастки?.
2. С помощью какого устройства осуществляется снятие тяжения с гирлянды изоляторов?
3. Какие основные инструменты и приспособления применяются при выполнении работ по замене дефектных изоляторов в подвесной гирлянде?
4. Какие защитные средства применяются при выполнении работ по замене дефектных изоляторов в подвесной гирлянде?
5. Какие меры безопасности следует соблюдать при выполнении работ по замене дефектных изоляторов в подвесной гирлянде?

Лабораторная работа №2

Крепление неизолированных проводов на ВЛ 0,4-35 кВ

Цель работы

Изучить способы крепления неизолированных проводов к изоляторам ВЛ 0,4-35 кВ. Получить практические навыки выполнения вязки проводов к изоляторам.

Краткие теоретические сведения

1. Крепление проводов на шейке штыревого изолятора анкерных опор.

Штыревые изоляторы должны быть достаточно прочно накручены на крюки или штыри при помощи полиэтиленовых колпачков. Оси штыревых изоляторов следует располагать строго вертикально, чтобы полнее использовать их изолирующие свойства.

На анкерных, концевых, угловых и ответвительных опорах провода ВЛ напряжением выше 1000 В крепят петлей (рис. 2.1 а, б), а провода ВЛ напряжением ниже 1000 В — закручиванием проводов так называемой «заглушкой» (рис. 2.1 в).

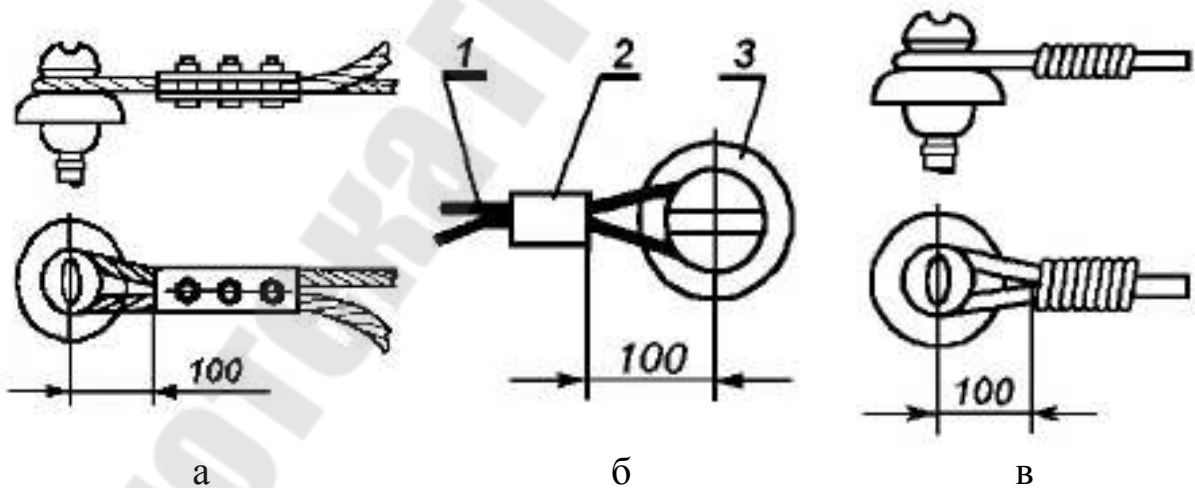


Рис. 2.1. Одинарное анкерное крепление провода с помощью зажима ПА или ПАБ (а), или обжимного овального соединителя (б), или «заглушкой» (в): 1 — провод; 2 — зажим или соединитель; 3 — изолятор.

Закрепление проводов в петлевом зажиме болтового типа (рис. 2.1 а), осуществляется путем стягивания болтами плашек, охватывающих соединяемые провода. При правильном подборе зажимов после полного затягивания гаек между плашками и корпусом зажима должен оставаться зазор; сближение плашек вплотную указывает на неправильность подбора зажимов. Если петлевые зажимы используются только для механического закрепления проводов, подготавливать провод и контактную поверхность зажимов нет необходимости, достаточно протереть зажим и провод в месте закрепления его в зажиме тряпкой. Если петлевые зажимы используются для электрического соединения проводов, контактные поверхности зажимов и соответствующие участки проводов должны быть обработаны под контакт.

Если провод крепят на изоляторе овальным соединителем (рис. 2.1 б), то в этом случае предварительно соединитель надевают на провод, заводят провод на шейку изолятора, натягивают его и после этого вставляют свободный конец провода в соединитель, подвигают соединитель к изолятору на расстояние не ближе 100 мм и обжимают его клещами. Поэтому крепление проводов на штыревых изоляторах с помощью овальных соединителей можно выполнить только на концевых, анкерных угловых и переходных опорах, на ответвительных опорах, т.к. только здесь можно предварительно надеть соединитель на укрепляемые провода.

Рассмотрим последовательность выполнения концевого крепления провода «заглушкой» с помощью вязки типа НБ-1 (рис. 2.2).

Вязка провода к изолятору проводится при помощи двух дополнительных (вязальных) алюминиевых проволок длиной 1 м и диаметром 2.. 3,5 мм следующим образом:

1. Две дополнительные (вязальные) проволоки требуется обернуть вокруг шейки изолятора вместе с основным проводом (поз. 1).
2. Выполнить плотную намотку (поз. 2).
3. Отвести в сторону от основного провода петлю и дополнительные проволоки (в начале они были расположены вдоль основного провода) — (поз. 3).
4. Дополнительными проволоками выполнить намотку вдоль основного провода длиной 20...40 мм (поз. 4).

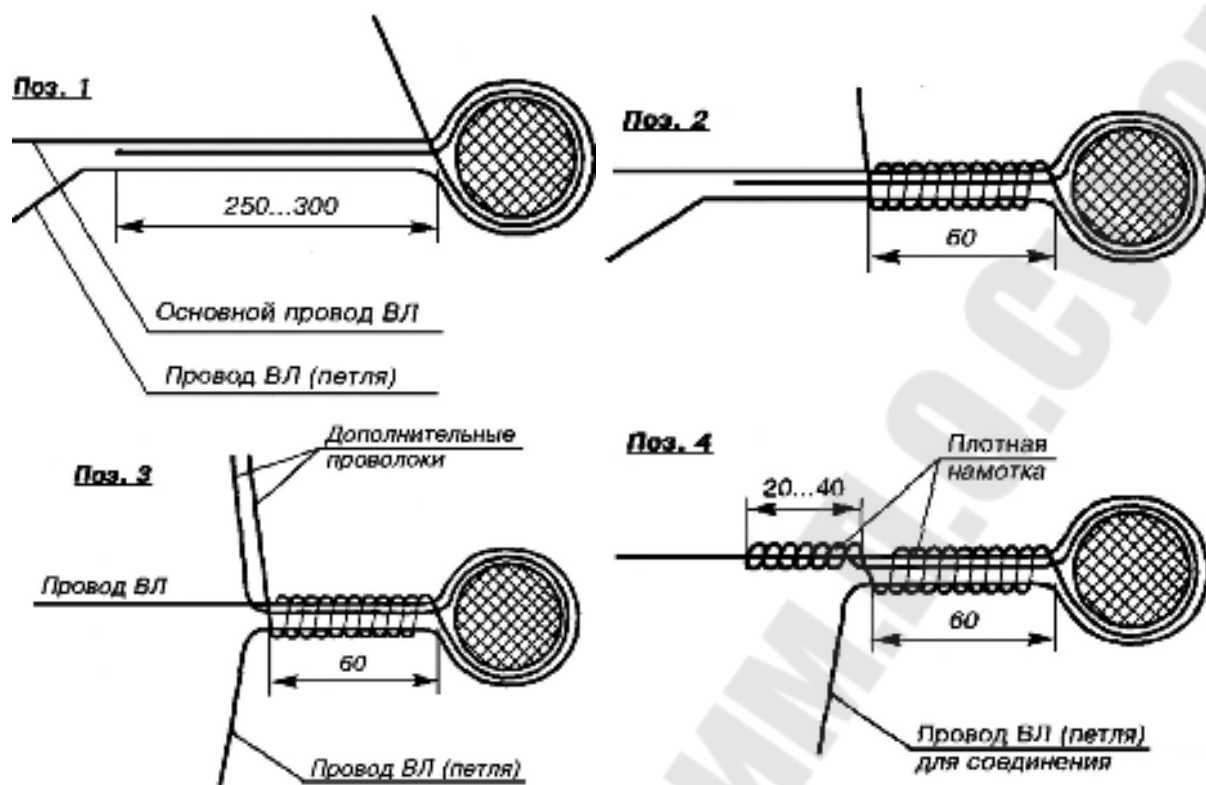


Рис. 2.2. Одинарное концевое анкерное крепление провода с помощью проволочного бандажного типа НБ-1

2. Крепление проводов на штыревых изоляторах промежуточных опор.

2.1. Крепление провода на шейке изолятора.

На промежуточных одностоечных опорах различают следующие способы крепления проводов на штыревом изоляторе: на шейке изолятора — боковая вязка (рис. 2.3) или на головке — головная вязка (рис. 2.9).

Вопрос о месте крепления провода на шейке изолятора промежуточных опор нормами не предусмотрено, провод может крепиться как с внутренней, так и с наружной стороны по отношению к телу опоры. Однако считают целесообразным крепить провод с наружной стороны изолятора по отношению к телу опоры, чтобы удалить провод от тела опоры на возможно большее расстояние, снижая вероятность перекрытия изолятора птицами, севшими на провод.

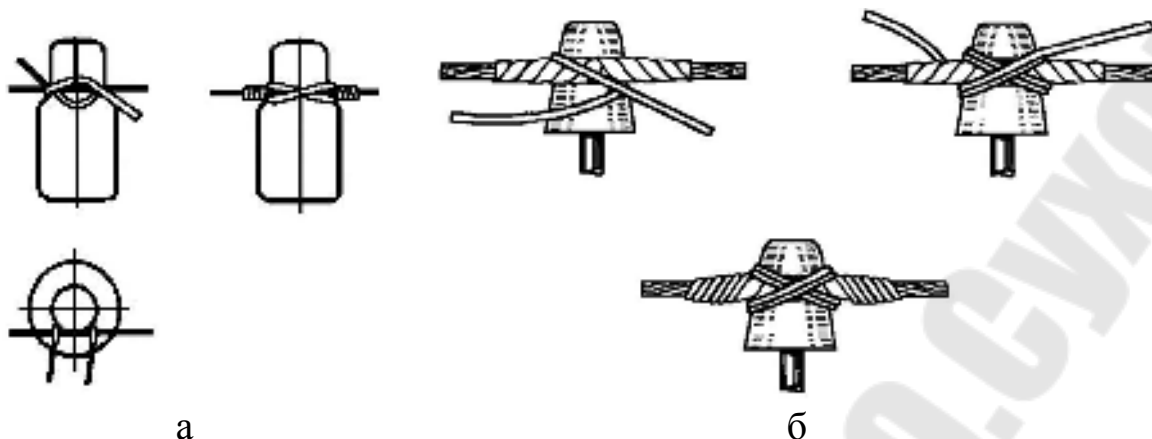


Рис. 2.3. Технология «простой» боковой вязки проводов: а – без подмотки на проводе; б – с подмоткой на проводе.

Но крепление провода с внутренней стороны штыревого изолятора, т.е. ближе к телу опоры, обеспечивает безопасность людей и животных, так как при обрыве проволочной вязки или неисправности зажима провод ложится на крюк или траверсу опоры. Особенно хорошо это обеспечивается на деревянных опорах, потому что провод в этом случае изолирован от земли (когда опора сухая, не смоченная дождем) и провод не перегорает от протекания токов однофазного замыкания на землю через опоры, например, на ВЛ 6-35 кВ, и не падает на землю, где он особенно опасен для окружающих.

На угловых промежуточных опорах, когда провод не разрывают на опоре, провод располагают с наружной стороны штыревого изолятора по отношению к углу поворота линии.

Материалом для вязки алюминиевых и сталеалюминевых проводов и проводов из алюминиевых сплавов служат алюминиевые проволоки провода (лучше всего две проволоки от провода А 95), а для стальных проводов — мягкая стальная проволока диаметром не менее 2 мм. На одну вязку расходуется около 60 см проволоки. В ответственных случаях во избежание повреждения алюминиевых проводов место вязки следует обмотать алюминиевой лентой сечением 10x1 мм (как показано на рис. 3 б). Перед вязкой заранее заготавливают вязальные проволоки нужной длины в соответствии со способом вязки. При боковой вязке (рис. 3) середину куска вязальной проволоки, кладут на шейку изолятора. Один конец проволоки обматывают вокруг провода снизу вверх, а другой — сверху вниз. Оба конца выводят вперед, снова закручивают на крест вокруг

изолятора и провода, а затем наматывают с двух сторон вокруг провода не менее шести-восьми витков с каждой стороны изолятора.

При закреплении провода нельзя допускать прогибания его под влиянием натяжения вязки. Провод и вязку нельзя повреждать пассатижами. Вязку алюминиевых и сталеалюминиевых проводов следует выполнять руками без применения пассатижей или плоскогубцев.

При боковой вязке провода применяют проволочную вязку типа ВШ-1 (рис. 2.4) и типа СШ-1 и СШ-2 (рис. 2.5).

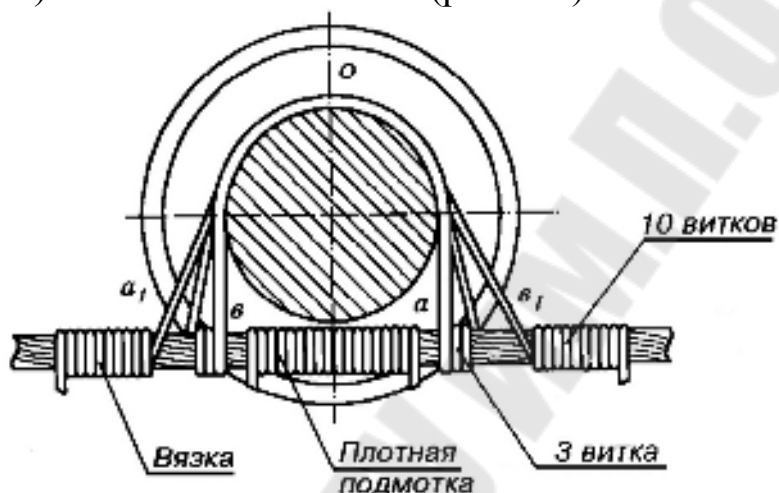


Рис. 2.4. Боковая вязка типа ВШ-1 провода на штыревом изоляторе

Таблица 2.1

Размеры проволочной вязки типа ВШ-1

Тип крепления	Диаметр вязальной проволоки, мм	Длина подмотки, мм	Длина вязки, мм	Общая длина вязки, мм
ВШ-1	2,8...3,8	800	1400	2200

Последовательность операций при креплении провода на шейке изолятора проволочной вязкой типа ВШ-1 следующая:

1. Провод поднимают из монтажного ролика или с крюка на шейку изолятора и на месте его касания изолятора выполняют подмотку в обе стороны, но не шире диаметра шейки изолятора.

2. Проволоку вязки длиной не менее 1400 мм делят пополам, начиная с точки «О», охватывают шейку изолятора проволокой и с обеих сторон от изолятора на проводе выполняют по 3 (не менее) витка с обеих сторон от изолятора.

3. Оба оставшихся конца от проволоки вязки перебрасывают вокруг шейки изолятора на противоположную сторону к проводу линии.

4. Каждым из оставшихся концов на проводе линии делают не менее 10 витков, как показано на рис. 2.4, а затем концы проволоки вязки с натягом прижимают к проводу вручную (без пассатижей). Левый конец вязальной проволоки крепят аналогично по линии «в» и «В₁».

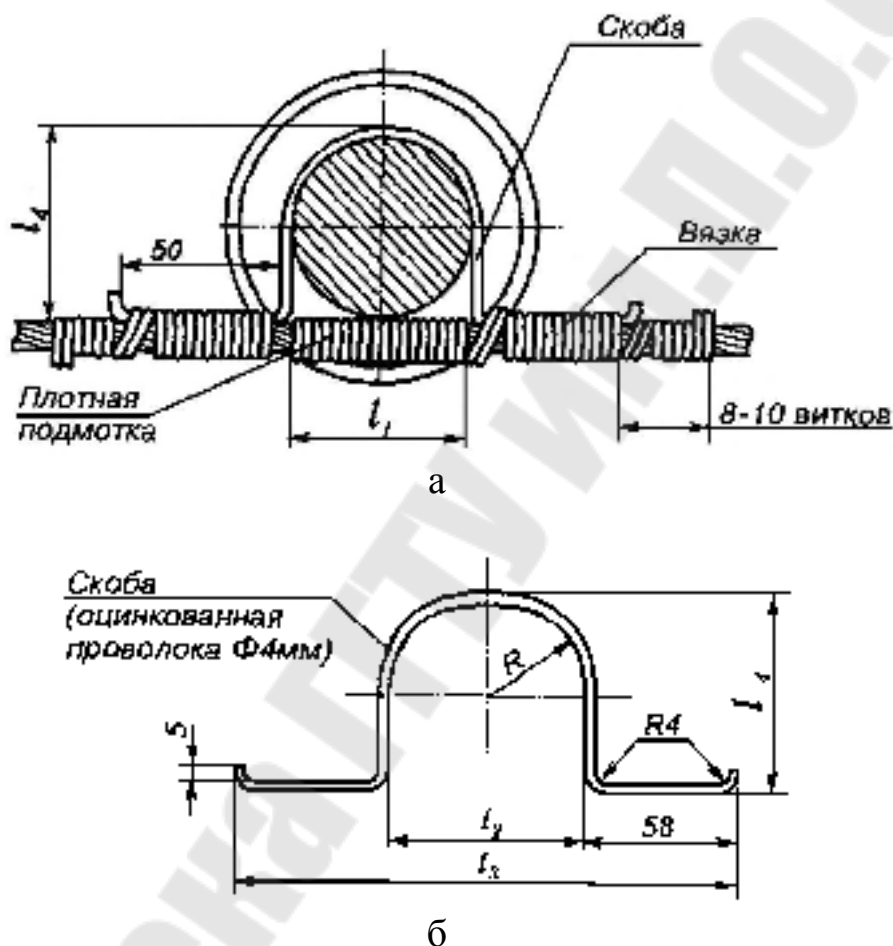


Рис. 2.5. Боковое крепление провода на шейке штыревого изолятора с помощью вязки типа СШ-1 и СШ-2: а — вид в сборе; б — эскиз скобы.

Таблица 2.2

Размеры проволочной вязки типа СШ-1 и СШ-2

Тип крепления	Тип изолятора	R, мм	l ₁ , мм	l ₁ , мм	l ₁ , мм	l ₁ , мм	Длина развертки, мм
СШ-1	ШФ10-Г	37	60	74	190	78	305
СШ-2	ШФ20-В	43	70	86	202	91	303

Рациональным способом бокового крепления является крепление при помощи болтового зажима (рис. 2.6).

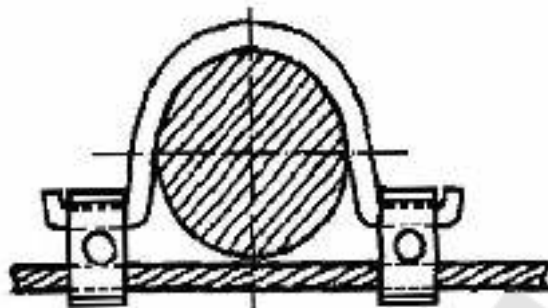


Рис. 2.6. Боковое крепление провода на штыревом изоляторе промежуточной опоры при помощи болтового зажима.

Для предохранения промежуточных опор от поломки при одностороннем тяжении провода (например, при обрыве проводов в промежуточном пролете), применяют для крепления проводов зажимы типа ЗАК-10 (рис. 2.7). Зажим имеет конструкцию, которая при одностороннем тяжении ослабляет силу сцепления зажима с изолятором.

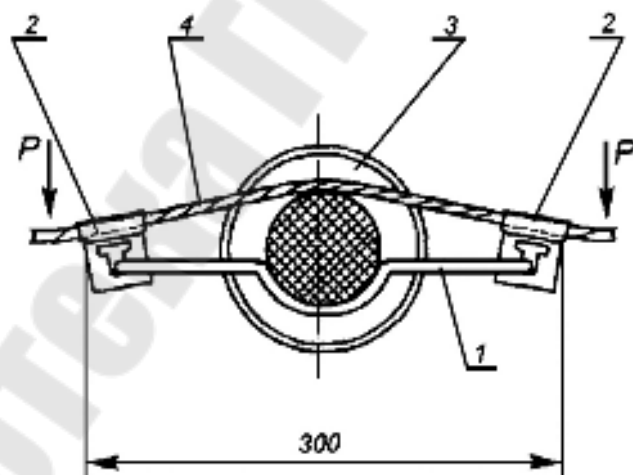


Рис. 2.7. Крепление провода ВЛ 6-10 кВ с помощью зажима ЗАК-10: 1 — зажим типа ЗАК-10; 2 — захват крюковой; 3 — изолятор; 4 — провод ВЛ; P — расчетная нагрузка на элементы зажима

В особо ответственных местах, где необходима повышенная прочность крепления, применяется двойное крепление проводов к изоляторам (рис. 2.8). При этом, дополнительный провод двойного крепления должен быть в натянутом состоянии.

Таблица 2.3. Крепление провода ВЛ 6-10 кВ с помощью зажима ЗАК-10

Марка зажима	Марка и сечение провода				Область применения зажима		Расчетная нагрузка на элементы зажима, кН	Масса зажима, кг
	А	АС	АН	АЖ	район по гололеду	ветровой район		
ЗАК-10	—	25/4,2	35	25	I...IV	I...V	0,70	0,2
	50	35/6,2	50	35				
	70	50/8,0	70	50				

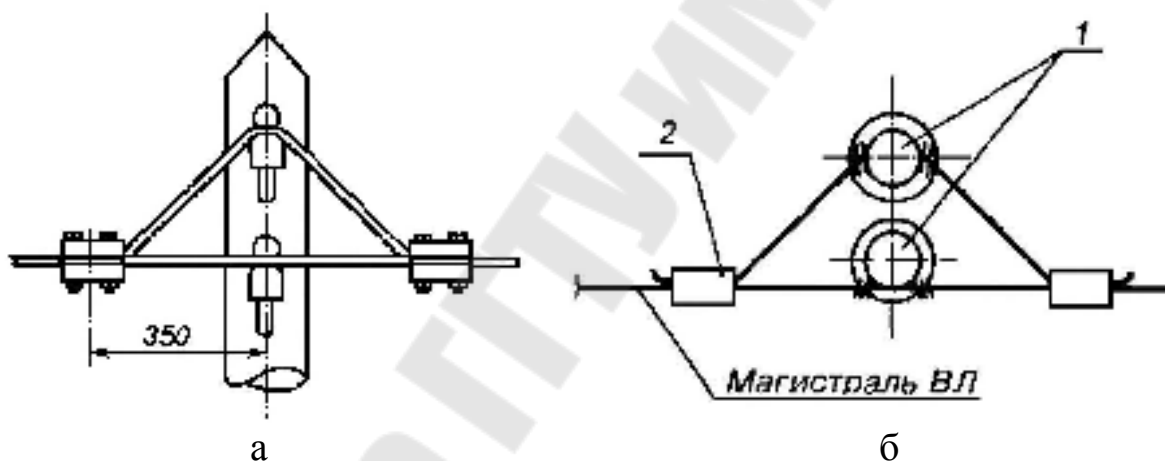


Рис. 2.8. Двойное крепление провода на штыревом изоляторе: а — на крюках; б — на траверсе промежуточной опоры. 1 — изолятор; 2 — зажим ПА или ЛАБ.

2.1. Крепление провода на головке изолятора.

В отличие от боковой вязки, которая применяется для крепления к изоляторам проводов небольших сечений, головная вязка применяется для проводов больших сечений (более 50 мм²).

Головную вязку на штыревом изоляторе промежуточной опоры выполняют двумя концами вязальной проволоки (рис. 2.9). Оба конца закручивают вокруг головки так, чтобы концы вязки находились с обеих сторон желобка изолятора. Концы вязки делают разной длины. Два коротких конца обматывают 4...5 раз вокруг провода, а длинные

концы перекладывают через головку изолятора и также наматывают вокруг провода в 4..5 витков.

Крепление провода на головке штыревого изолятора можно осуществлять вязкой типа ВГ-1 (рис. 2.10). Последовательность операций при этом виде вязки: на шейку изолятора накладываем петлю и закрепляется скручиванием так, чтобы один конец получился длиннее; длинный конец закрепляется на проводе, а провод крепится двумя петлями.

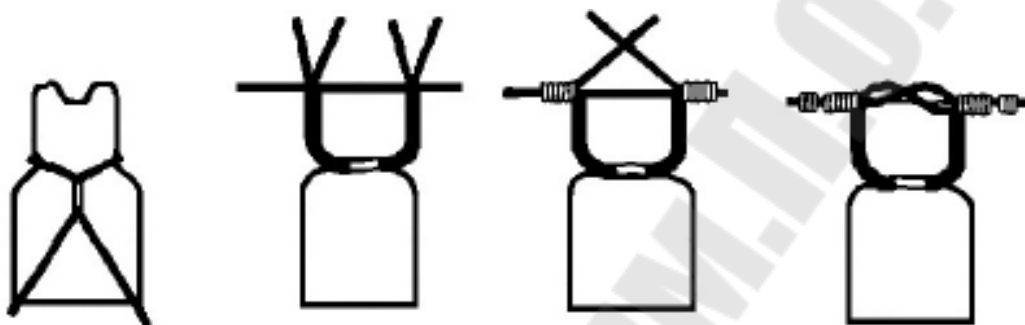


Рис. 2.9. Технология выполнения головной вязки провода на штыревом изоляторе.

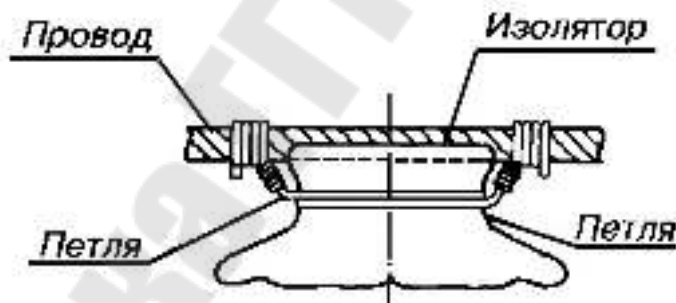


Рис. 2.10. Крепление провода на головке штыревого изолятора вязкой типа ВГ-1.

Антивибрационная (демпферная) головная вязка провода на штыревом изоляторе, предохраняющая провод от разрушения при возникновении вибрации, показана на рис. 2.11.

Прочность заделки провода проволочной вязкой принимается не более 150 кг. Не следует создавать проволочной вязкой глухого крепления на промежуточных опорах, так как это по условиям работы

опоры превращает ее в анкерную, что может повлечь за собой аварию при обрыве проводов.

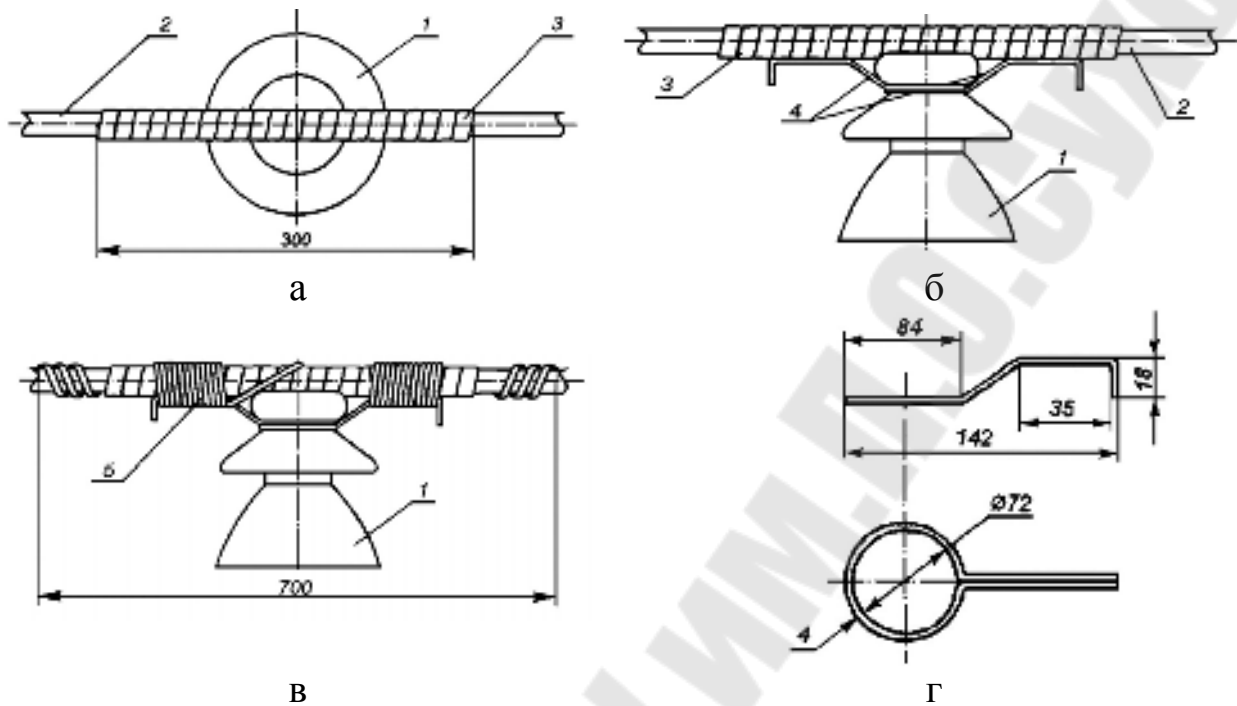


Рис. 2.11. Демпферная вязка проводов ВЛ 6-10 кВ: а — вид сверху; б — вид сбоку; в — окончательный вид вязки (вид сбоку); г — металлическая рамка; 1 — изолятор ШФ10; 2 — провод; 3 — алюминиевая лента 0,5x10x900 мм; 4 — металлическая рамка оцинкованная — 2 шт.; 5 — алюминиевая проволока диаметром 3 мм и длиной 3 м.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться со способами крепления проводов к изоляторам.
2. Выполнить крепление провода к шейке и головке изолятора различными типами вязок (типы вязки задаются преподавателем).

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.

2. Схемы вязок, которыми осуществлялось крепление проводов к изоляторам.

Контрольные вопросы

1. Перечислите способы крепление проводов к изоляторам анкерных опор.

2. Какой вид крепления проводов к изоляторам называют боковой вязкой?

3. Какой вид крепления проводов к изоляторам называют головной вязкой?

4. В каких случаях применяется боковая и головная вязки к изоляторам промежуточных опор?

5. Опишите схему вязки провода к изолятору (тип вязки задается преподавателем).

Лабораторная работа №3

Фазировка кабелей

Цель работы

Ознакомиться с принципом фазировки кабелей и выполнить фазировку двух кабельных линий.

Краткие теоретические сведения

Перед включением кабеля в работу производят его фазировку для проверки соответствия фаз кабеля фазам присоединяемого участка электроустановки. Проверка производится прозвонкой с помощью телефонных трубок или мегаомметра. Если на одном из концов кабеля прозваниваемая жила присоединяется к фазе А, то на другом конце она должна присоединяться к той же фазе. На основании проверки производится раскраска жил в соответствии с принятой раскраской на данной установке. После предварительной прозвонки перед включением кабельной линии в работу производится фазировка ее под напряжением. Для этого с одного конца на кабель подается рабочее напряжение, а с другого конца производится проверка соответствия фаз измерениям напряжений между одноименными и разноименными фазами. Фазировка производится с помощью вольтметров (до 380В) или вольтметров и трансформаторов напряжения (если фазируемые напряжения более 380В). На напряжение 2-10 кВ фазировка может производиться с помощью специальных указателей напряжения. Фазируемые напряжения во избежание ошибочных суждений должны иметь одинаковое значение (допускаются отклонения не более 10%). Измерения или проверка производится между всеми одноименными фазами, а также между каждой из них и двумя остальными, разноименными фазами. Схема измерений при фазировке силовых кабелей на напряжение до 1 кВ дана на рис. 3.1.

Для образования замкнутого электрического контура (в системах с изолированной нейтралью или при отсутствии нейтральной точки) перед проведением измерений необходимо соединить любую пару предполагаемых одноименных фаз с помощью разъединителя или временной перемычки. В случае

четырёхпроводной системы, в которой нейтраль заземлена, переключатель не требуется. Если при измерениях или проверке оказывается, что между одноименными фазами A_1-A_2 , B_1-B_2 , C_1-C_2 напряжение отсутствует, а между одной из одноименных и противоположными разноименными A_1-B_2 , A_1-C_2 , B_1-A_2 , B_1-C_2 , C_1-A_2 , C_1-B_2 оно имеется и примерно одинаково (рис. 2), то такой кабель может быть включен на параллельную работу.

Описание стенда

Фотография лицевой панели стенда представлена на рис.3.3. Основные конструктивные элементы стенда:

- два кабеля, жилы которых выведены на лицевую панель стенда (клеммы 1-3 и 4-6 соответственно);
- вводной автомат, подающий напряжение на кабели;
- вольтметр для фазировки кабелей;
- два пакетных переключателя для изменения чередования фаз кабеля (задает преподаватель).

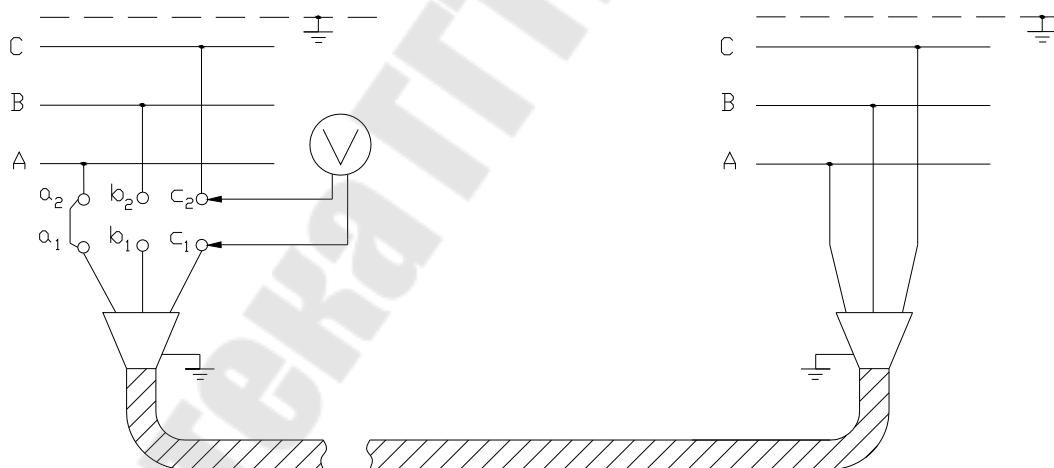


Рис. 3.1. Фазировка силовых кабелей

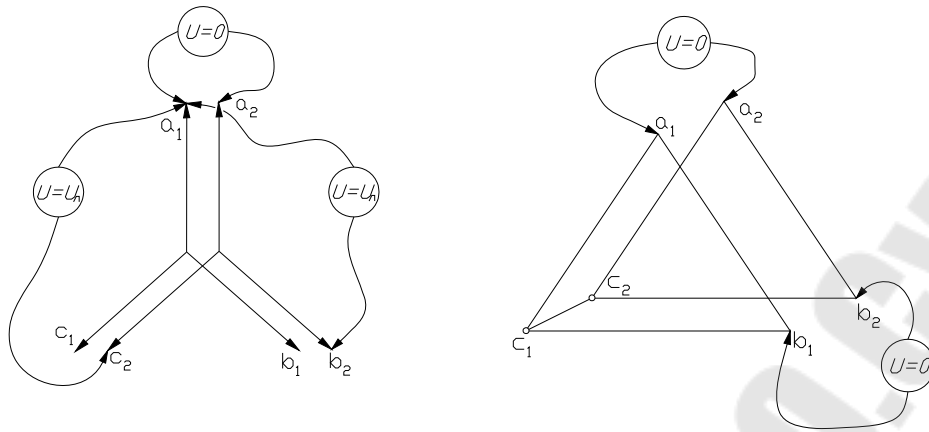


Рис. 3.2. Векторная диаграмма для нормального случая фазировки.

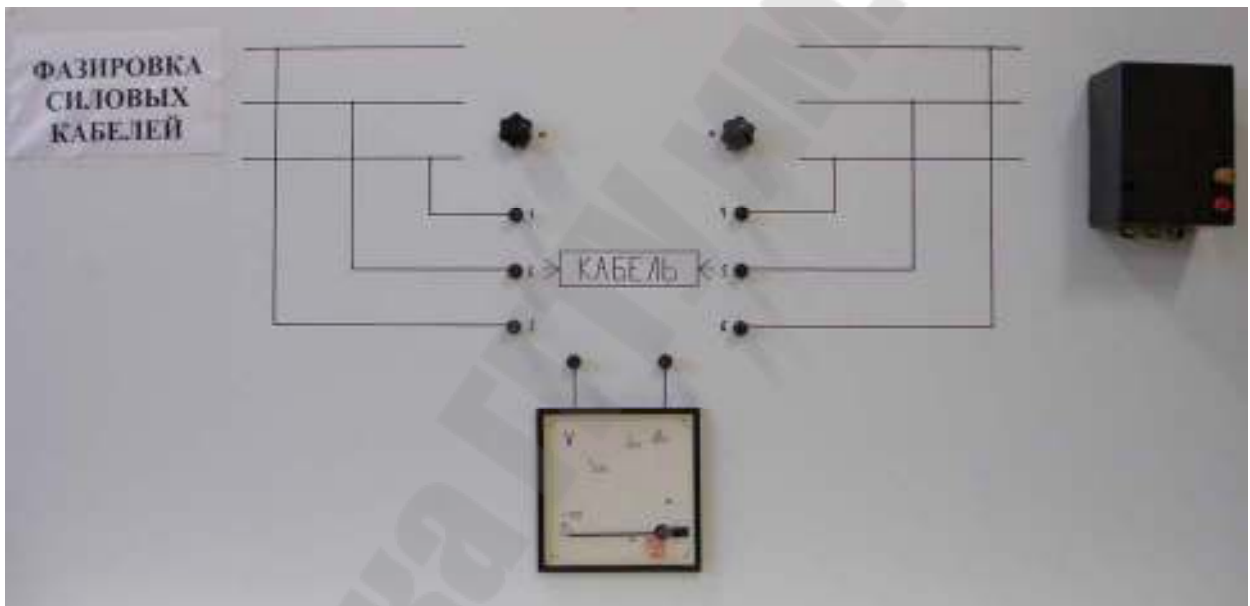


Рис. 3.3. Фото лицевой панели стенда.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с правилами техники безопасности при выполнении работы.
2. Объяснить преподавателю порядок выполнения работы – фазировки.
3. Включить стенд в розетку. Подать напряжение на стенд с помощью автоматического выключателя. Включать стенд без разрешения преподавателя запрещается.

4. Провести фазировку кабельных линий (т.е. определить одноименные фазы) с помощью вольтметра. При выполнении фазировки устанавливать перемычку между предполагаемыми одноименными фазами не надо! Вести монтаж схемы (подключение вольтметра, присоединение проводов и т.п.) при включенном питании запрещается.

5. В соответствии с найденными одноименными фазами соединить кабельные линии на параллельную работу. Запрещается переключать ручки пакетных переключателей после фазировки кабельных линий, так как это может привести к изменению чередования фаз и короткому замыканию при включении стенда.

6. Включить стенд и удостовериться в правильности фазировки.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схема лабораторной установки и её краткое описание.
3. Описание эксперимента.
4. Вывод о проделанной работе.

Контрольные вопросы

1. Что такое фазировка?
2. В чем отличие фазировки кабелей в системе с заземленной нейтралью и с изолированной нейтралью?
3. В каком случае нет необходимости в соединении предполагаемых одноименных фаз с помощью перемычки?
4. Чему будут равны показания вольтметра (рис. 3.1) при фазировке кабельной линии на напряжении 380 В если соединить перемычкой разноименные фазы?
5. Чему будут равны показания вольтметра (рис. 3.1) при фазировке кабельной линии на напряжении 380 В если соединить перемычкой одноименные фазы?
6. С помощью каких технических средств проводится фазировка на различных напряжениях сети?

Лабораторная работа №4

Монтаж электроосвещения квартиры

Цель работы

Приобрести навыки составления и монтажа схемы управления электроосвещением.

Краткие теоретические сведения

Управление освещением небольших помещений производят выключателями, которые располагают непосредственно в этих помещениях или у входов в них. Выключатели устанавливают на фазных проводах. Схемы осветительных электропроводок помещений выполняют как многолинейными, так и однолинейными. Обычно для упрощения в проектах электроосвещения принято изображать схемы электропроводок в виде однолинейных на плане помещения. Число проводов отмечают засечками, если их более двух.

При составлении электрической схемы управления освещением предусматривают следующее: наиболее рациональное размещение светильников с учетом максимальной освещенности и наиболее экономное расходование электрической энергии; удобное расположение для пользования установочной аппаратурой.

Схемы управления освещением разнообразны, но общее для них – однополюсное или двухполюсное включение и отключение источников света. Двухполюсные выключатели используют в сетях с изолированной нейтралью, в помещениях с повышенной и особой опасностью поражения электрическим током, а также взрывоопасных помещениях. Двухполюсные выключатели одновременно отключают фазу и нулевой провод.

Наибольшее распространение имеет однополюсное отключение с различными вариантами.

1. Управление одной или несколькими лампами накаливания одной группы одновременно одним выключателем (комнатное освещение в квартире жилого дома).

2. Управление несколькими лампами, а иногда одним многоламповым светильником двумя выключателями или одним переключателем. Такая схема управления используется, например, для люстр, где требуется обеспечить возможность присоединения

всех ламп полностью или по частям. Переключатель для такой схемы должен иметь четыре положения, соответствующих групп и полному отключению всех ламп.

3. Управление лампами тремя совместно установленными выключателями, когда группы ламп не должны загораться одновременно. Выключатели устанавливаются рядом (или блок-выключатель на две или три клавиши), при этом один общий токовый провод с перемычками проводят ко всем выключателям и от выключателей ведут по одному холостому проводу к каждой группе ламп, например, при освещении электромонтажных мастерских.

4. Управление лампами производят со стороны, противоположной сети питания. В этом случае приходится применять трехпроводную линию.

В каждом из этих вариантов возможна установка штепсельной розетки для присоединения переносных источников света. Их присоединяют так, чтобы включение ламп не влияло на работу розеток. Обычно штепсельные розетки подключают к отдельной самостоятельной линии – к розеточной группе.

Порядок проведения работы.

1. На задней панели стенда расположены аппараты для выполнения модели схемы электроосвещения. По заданию преподавателя смонтировать схему электроосвещения квартиры (пример на рис.4.1).

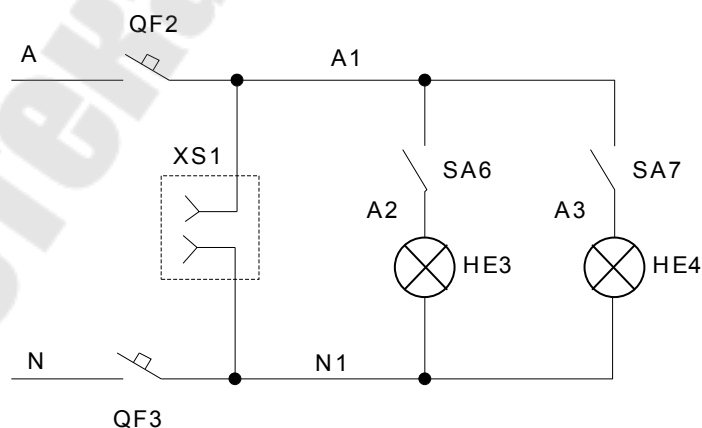


Рис. 4.1. Электрическая принципиальная схема электроосвещения квартиры.

2. Проверить правильность монтажа при помощи тестера.
3. После проверки схемы преподавателем запитать стенд от сети и подать в схему напряжение. Проверить работу схемы.
4. После проверки схемы под напряжением, выключить все автоматы и выключатели в схеме, а сам стенд обесточить. Преподавателем вносится в схему скрытая неисправность (обрыв либо КЗ) и предлагается студентам ее обнаружить с помощью тестера (стенд должен быть обесточен).

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схема лабораторной установки и её краткое описание.
3. Описание эксперимента.
4. Вывод о проделанной работе.

Контрольные вопросы.

5. Какие инструменты, приспособления и аппараты применяются при монтаже электроосвещения квартиры.
6. Каков порядок монтажа электроосвещения.
7. Какие типы ламп в настоящее время применяются в качестве источников света в квартирах. Их преимущества и недостатки.

Лабораторная работа №5

Изучение методов определения мест повреждения в кабельных линиях

Цель работы

Изучить методы определения места повреждений в кабельных линиях.

Краткие теоретические сведения

Выбору метода определения зоны повреждения кабелей предшествует выяснение характера повреждений, определяемых путем измерений мегомметром на 1000-2500 В. При этом измеряют сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы относительно земли, сопротивление изоляции между каждой парой токоведущих жил, проверяют целостность токоведущих жил. Для обнаружения обрыва жил испытание следует проводить с обоих концов, закорачивая все три фазы на конце, противоположном подключению мегомметра. При наличии короткого замыкания определяют переходное сопротивление. Если оно в месте повреждения велико (более 5 МОм), а кабель не выдержал испытания, то для более точного определения места неисправности производят прожигание кабеля. Прожигание кабелей производят как на постоянном токе от специальных установок, так и на переменном токе от трехфазных повышающих трансформаторов. Целью прожигания кабелей является создание переходного сопротивления определенного значения в месте повреждения кабеля.

Выбор метода отыскивания мест повреждения кабелей зависит от вида повреждения, пробивного напряжения в месте повреждения и переходного сопротивления. Поиск места повреждения производят обычно в два этапа. На первом этапе отыскивают зону повреждения, для чего применяют импульсный метод, метод колебательного разряда, емкостный метод и метод петли. На втором этапе определяют точное место повреждения, для чего применяют метод накладной рамы, акустический и индукционный методы. Область применения различных методов приведена в таблице 5.1.

МЕТОД КОЛЕБАТЕЛЬНОГО РАЗРЯДА является одним из наиболее применяемых методов при “заплывающих пробоях”,

которые часто наблюдаются в кабельных муфтах. Суть “заплывающего пробоя” заключается в том, что при имеющейся мощности выпрямительной установки при прожиге кабеля с увеличением его длины для заряда емкости кабеля до напряжения пробоя потребуется большее время. В результате этого частота разряда уменьшается, и место повреждения успевает “заплыть”.

Для определения места повреждения при большей длине кабеля необходимы выпрямительные установки большей мощности, которые и используются при проведении места повреждения методом колебательного разряда. Суть метода заключается в измерении периода (полупериода) свободных колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения. При измерении на жилу кабеля подается высокое напряжение, но не выше допустимого, отрицательной последовательности (рис. 5.1). В месте повреждения в момент пробоя напряжение падает до нуля, что соответствует моменту времени

$$t_1 = lx/v,$$

где t_1 - время прохождения волны до места повреждения;

lx - расстояние от конца кабеля до места повреждения;

v - скорость распространения волны (равна для силовых кабелей 160 ± 1 м/мкс);

Затем потенциал жилы резко возрастает и возникает волна напряжения положительной полярности, которая приходит к концу кабеля и, не меняя знака возвращается к месту повреждения. В момент времени $t_2 = 2lx/v$ волна достигает места пробоя, потенциал жилы резко падает до нуля и волна уходит к концу линии с переменной знака. В момент времени $t_3 = 3lx/v$ волна отрицательной полярности приходит к концу линии, возвращаясь к месту пробоя с тем же знаком. В момент $t_4 = 4lx/v$ волна приходит к месту повреждения и в момент пробоя напряжение опять падает до нуля. На этом завершается полный период, за время которого волна четыре раза проходит расстояние от конца кабеля (места подключения кабеля к испытательной установке) до места повреждения. Поэтому

$$lx = Tv/4,$$

где T - период колебаний.

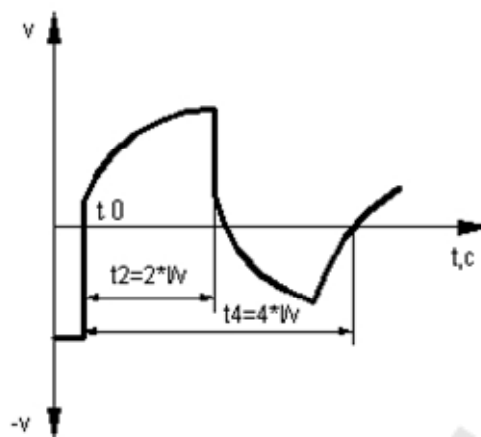


Рис. 5.1. Напряжение на зажимах при пробое.

Для повышения точности обычно измеряют время первого полупериода, так как в связи с затухающим характером колебаний форма и значение напряжения сильно искажаются на экране осциллографа. Шкала прибора проградуирована в километрах, измерение времени (обычно полупериода t_2) производится по секундомеру. Схема подключения прибора ЭМКС-58М, позволяющего определять расстояния от 40 м до 10 км для кабелей до 10 кВ, изображена на рис. 5.2.

ИНДУКЦИОННЫЙ МЕТОД применяют для отыскания мест пробоя изоляции жил между собой или на землю, а также при обрыве линии с одновременным пробоем изоляции жил между собой или на землю. При пропускании тока по кабелю однофазного переменного тока вокруг кабеля образуется магнитное поле, значение которого зависит от значения тока. Если в поле кабеля внести рамку (антенну) из проволоки, то изменяющееся поле будет наводить в ней ЭДС и при замыкании контура рамки в телефоне возникнет ток и появится звучание. Чем выше частота тока, тем отчетливее звук. Чтобы звучание от испытуемого кабеля отличалось от звучания других кабелей, по испытуемому кабелю с помощью генератора низкой частоты пропускают ток частотой 800-1200 Гц. Отыскание мест повреждения по цели жила-земля является особенно сложным из-за растекания тока в месте повреждения по оболочке кабеля в обе стороны на десятки метров. Поэтому практически однофазные повреждения путем прожига переводят в двух - трехфазные и определяют повреждение по цепи жила-жила или искусственно создают цепь жила-оболочка кабеля, заземляя последнюю с обеих

сторон и подключая генератор к жиле и оболочке. Наводимая в рамке ЭДС зависит от токораспределения в кабеле и взаимного пространственного расположения рамки и кабеля. Зная характер распределения поля для данного токораспределения в кабеле и при соответствующей ориентации рамки, по изменению силы звука в телефоне можно определить место повреждения.

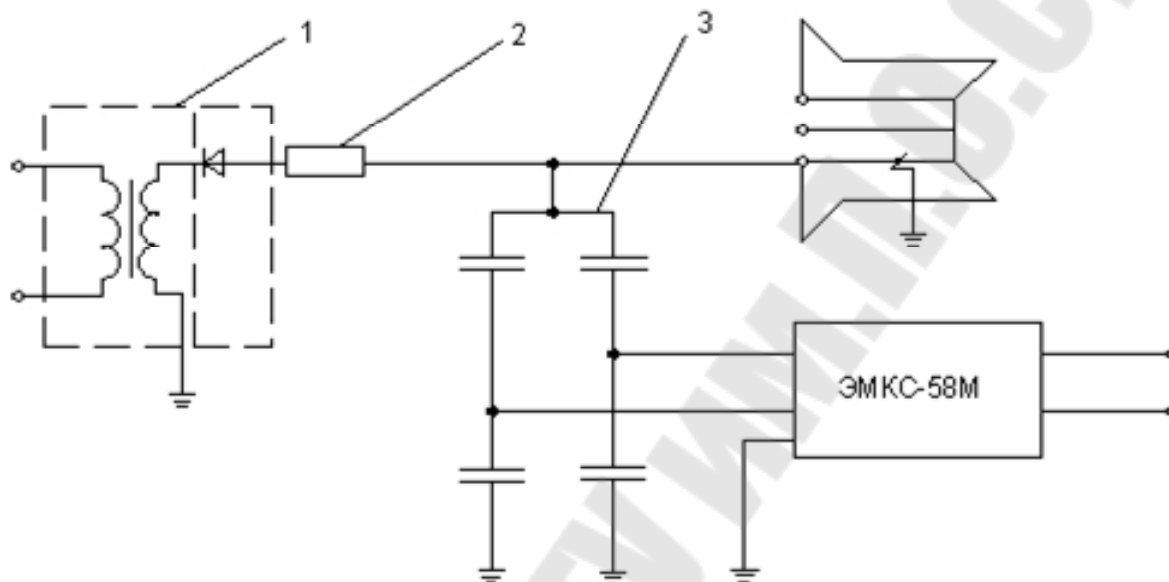


Рис. 5.2. Схема подключения прибора ЭМКС-58М: 1 – выпрямитель высокого напряжения; 2 – зарядное сопротивление; 3 – делитель высокого напряжения.

МЕТОД НАКЛАДНОЙ РАМКИ применяют для определения непосредственно на кабеле при открытой прокладке места короткого замыкания жила-жила или жила-оболочка. Сущность метода аналогична индукционному. После подключения генератора на кабель накладывают рамку с телефоном и поворачивают вокруг оси. Если измерение производится до места повреждения, то за один поворот рамки будет прослушиваться два максимума и два минимума сигналов от поля пары токов: жила-жила или жила-оболочка. За местом повреждения поле создается одиночным током и в телефоне при повороте рамки будет слышен монотонный звук.

ИМПУЛЬСНЫЙ МЕТОД применяют для определения зоны таких неисправностей, как одно-, двух-, или трехфазное короткое замыкание, замыкание жил на землю, обрыва жил.

Порядок проведения работы.

1. Ознакомиться с принципиальной электрической схемой лабораторной установки, изображенной на рис.5.3. На модели повреждение изоляции и кз в линии иммитируется переключателем, содержащей резистор 1-2МОм!; при кз линии на землю - переключателем с резистром 1-2МОм! соединяют фазу и нейтраль; при кз между линиями - переключателем с резистром 1-2МОм! устанавливают между фазами; обрыв в линии иммитируется отсутствием переключателя между участками кабеля.

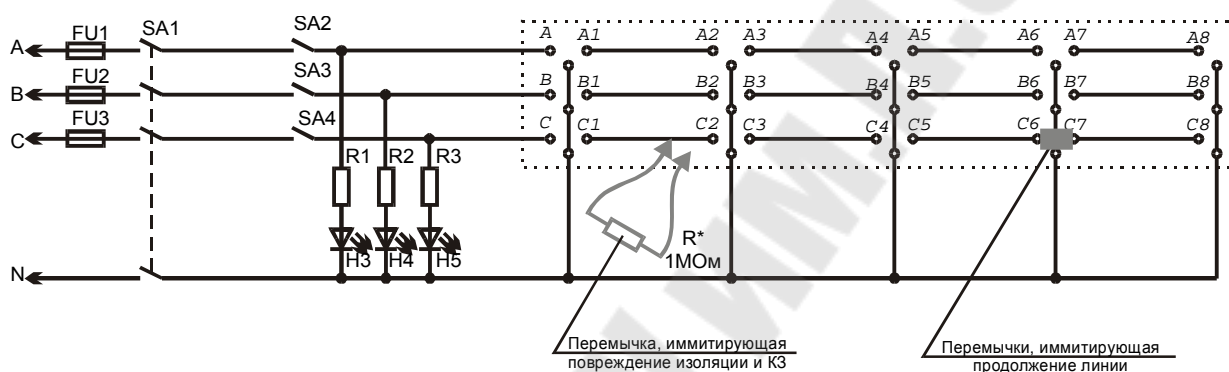


Рис.5.3. Принципиальная схема лабораторной установки.

Таблица 5.1. Область применения методов определения мест повреждения кабельных линий

Вид повреждения	Напряжение пробоя, В	200-5000 Переходное сопротивление в месте повреждения, Ом	Колебательного разряда, петлевой	Метод определения
Замыкание жил между собой или жилы на землю в одном месте	От нуля испытательного	0-40	Импульсный, петлевой	Индукционный
		0-40	Импульсный (при наличии целой жилы)	Индукционный метод
		40-200	Импульсный, колебательного разряда	накладной Индукционный
		40-200	Импульсный, колебательного разряда	рамки Акустический акустический
		200-5000	Колебательного разряда, петлевой	То же

		0-200	Импульсный	Акустический (с предварительным разрушением мостика)
Двойное замыкание на землю в разных местах		200-5000	Петлевой, колебательного разряда	То же
Обрывы жил без замыкания на землю	При напряжении до испытательного нет пробоя	Выше 10^6	Импульсный, емкостный, колебательного разряда	Акустический
Обрывы жил с замыканием на землю	Меньше испытательного	0-200	Импульсный	Индукционный
		Выше 200	Колебательного разряда	Акустический
Заплывающий пробой изоляции		Выше 10^6	То же	-“-

2. По заданию преподавателя собрать схему с обрывом в линии. Предварительно проводится проверка линии на обрыв: для этого все линии на конце кабеля объединяются с нейтралью и затем поочередно прозваниваются омметром (используется тестер). Пример см. рис. 5.4. Для усложнения задачи для учащихся допускается применение перемычек со скрытым разрывом соединительного провода, тем самым визуально нельзя обнаружить место обрыва и учащемуся необходимо проделать всю цепочку измерений для вынесения заключения о месте обрыва.

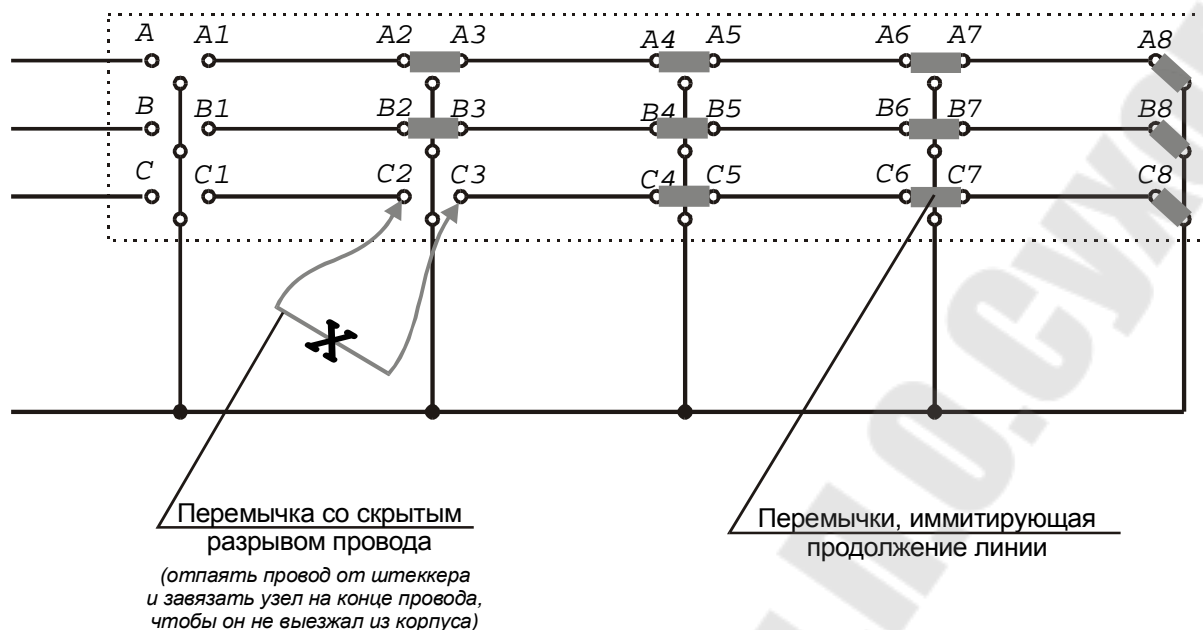


Рис.5.4. Схема поиска обрыва линии

3. После определения линии, содержащей обрыв, ее вывод на конце кабеля соединяют с нейтралью (рис.5.5).

4. Запитать стенд от сети. Подать напряжение на ввод поврежденной линии.

5. С помощью датчика поиска обрывов кабеля произвести поиск места обрыва. Для этого подключить наушники к датчику через соответствующее гнездо. Приблизить датчик к вводу линии на котором присутствуют напряжение на расстояние до 5мм – в наушниках будет слышен 50Гц «фон», который существенно ослабляется при приближении к нейтральному проводу и отрезку линии, соединенном с нейтралью. Следуя вдоль линии, но не касаясь ее, определить место, где происходит резкое снижение уровня звука «фона». Это и есть место обрыва.

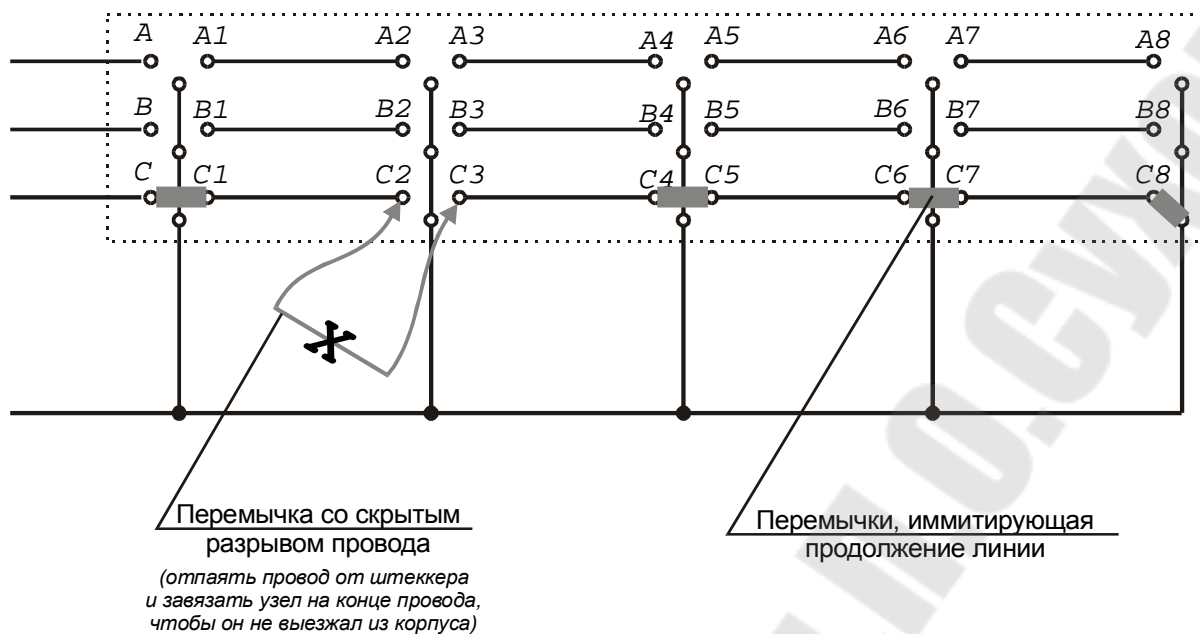


Рис.5.5. Схема поиска обрыва линии

Содержание отчета.

1. Название и цель проведения лабораторной работы.
2. Схема проведения измерений и ее описание.
3. Результаты измерений.
4. Выводы.

Контрольные вопросы.

1. Какие существуют способы поиска обрывов кабелей.
2. На каком принципе основан индукционный метод поиска обрыва кабеля.
3. Какие существуют виды неисправностей кабельных линий.
4. В чем суть «заплывающего пробоя».

Лабораторная работа № 6

Соединение, ответвление и оконцевание жил проводов и кабелей

Цель работы

Изучить современные способы соединения, ответвления и оконцевания жил проводов и кабелей

Краткие теоретические сведения

Соединение, ответвление и оконцевание жил проводов и кабелей должны проводиться при помощи опрессовки, сварки, пайки или сжимов (винтовых, болтовых и т.п.). В местах соединения, ответвления и присоединения жил проводов и кабелей должен быть предусмотрен запас провода (кабеля), обеспечивающий возможность повторного соединения, ответвления или присоединения. В местах соединения и ответвления провода и кабели не должны испытывать механических усилий тяжения.

Соединение и ответвление проводов и кабелей, за исключением проводов, проложенных на изолирующих опорах, должны выполняться в соединительных и ответвительных коробках, в изоляционных корпусах, изготовленных из негорючих или трудногорючих материалов, специальных нишах строительных конструкций.

Выполнение разъемных соединений

Разъемные соединения выполняют при помощи болтов и винтов. Для выполнения разъемных соединений жил определяют длину жилы, необходимую для оконцевания, удаляют изоляцию клещами или ножом, жилу смазывают слоем вазелина и зачищают наждачной бумагой, после зачистки ее покрывают слоем кварцевазелиновой пасты, затем, в зависимости от площади сечения жилы, выбирают винт или гайку, пружинящую шайбу и шайбу-звездочку и



Рис. 6.1. Разъемное соединение.

присоединяют провод. При этом винт необходимо затянуть до смыкания пружинящей шайбы в зазоре.

При оконцевании жил изгибанием в кольцо необходимо конец жилы изогнуть колечком по диаметру винта.

Соединение с помощью зажимов

Клеммные зажимы. Выпускаются с прижимной планкой, для соединения многожильных проводов, и без прижимной планки, для одножильных. Устройство клеммных колодок позволяет не использовать дополнительную изоляцию места соединения.

Бугельный зажим. Отличается от обычных клеммных зажимов тем, что на прижимной планке имеются насечки, которые рассекают оксидный слой на жиле провода увеличивая площадь контакта и качество соединения. Кроме того, конструкция корпуса данного зажима препятствует самопроизвольному развинчиванию прижимного винта.

Пружинный зажим. Является наиболее простым способом соединения проводов. Требуется только зачистить жилу от изоляции и вставить в зажим, где она надежно фиксируется с помощью специального пружинного механизма. Одно из достоинств данных зажимов – возможность соединения проводов разного диаметра, как медных, так и алюминиевых, они не контактируют между собой, что исключает электрокоррозию. Кроме того, гель, заполняющий внутренний объем, разрушает оксидную пленку на алюминии и защищает его от коррозии.



Рис. 6.2. Зажимы для соединения жил проводов и кабелей электропроводки: а – клеммные зажимы; б – бугельный зажим; в – пружинный зажим.

Соединение, ответвление и оконцевание опрессовкой

Неразъемные соединения выполняют опрессовкой.

Для выполнения неразъемных соединений жил опрессовкой необходимо подобрать: тип наконечника (ТА - для сухих помещений; ТАМ - с медным контактом для помещений с

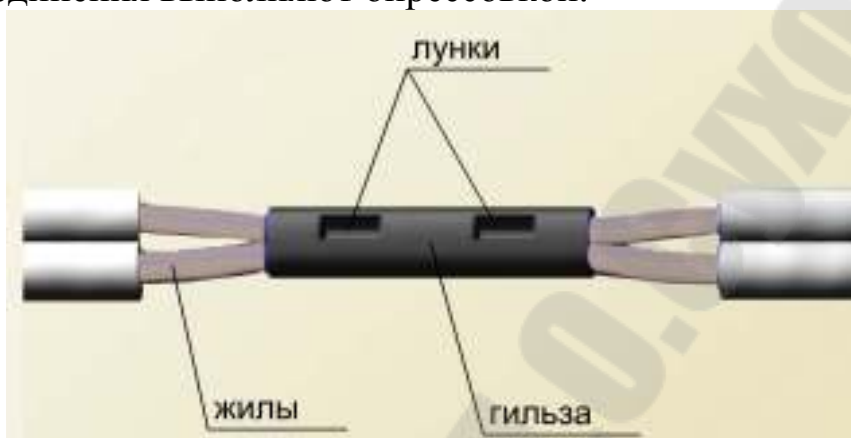


Рис. 6.3. Неразъемное соединение жил опрессовкой.

агрессивной средой) или гильзы; внутренний диаметр наконечника или гильзы - по диаметру жилы; диаметр отверстия под болт для наконечников - по диаметру болта; матрицу и пуансон пресса - по наконечнику или гильзе; длину жилы, необходимую для оконцевания.

Затем следует зачистить внутреннюю поверхность наконечника или гильзы стальным ершиком; протереть тканью, смоченной бензином; смазать внутри кварцевазелиновой пастой; снять изоляцию и зачистить жилу щеточкой из кардоленты; протереть тканью с бензином; смазать кварцевазелиновой пастой.

Для опрессовки необходимо надеть наконечник или гильзу до упора на жилу, вставить в матрицу пресса и опрессовать, изолировать липкой лентой тремя слоями, каждый слой покрыть влагостойким лаком, зачистить контакт и смазать кварцевазелиновой пастой.

Работы по монтажу неразъемных соединений, ответвлений и оконцеваний жил опрессовкой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Механизмы и инструменты для монтажа соединений и опрессовки

Зажимы для соединения алюминиевых и медных однопроволочных жил проводов и кабелей должны иметь гальваническое покрытие для защиты от коррозии.

Для монтажа соединений используют типовой набор инструментов электромонтажника НЭУ2 и набор инструментов коммутатчика НКОУ2. В комплект набора входят: инструмент МБ-1М для снятия изоляции, плоскогубцы универсальные электромонтажные, кусачки боковые, отвертки, ключи и другие инструменты. Кроме наборов применяют универсальные клещи КУ-1, инструмент М-1У1, клещи КСИ-2М и др.



Рис. 6.4. Набор для опрессовки наконечников и гильз.

Для опрессовки наконечников и гильз используют пресс-клещи ПК-1МУ1 и ПК-3У1, а также ручной механический пресс РПМ-7М1. Для перерезания проводов и кабелей применяют секторные ножницы НС-1У1 и НС-2У1.

Выполнение соединения, ответвления и оконцевания жил методом контактного разогрева

Алюминиевые и медные жилы сваривают методом контактного разогрева (сварочным пистолетом, угольным электродом и в клещах с помощью обжим). В ходе работ необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности.

Для сварки алюминиевых жил сечением до 12,5 мм в монолит без флюса используется сварочный пистолет ВКЗ-1У1.



Рис. 6.5. Соединение жил методом контактного разогрева с использованием угольного электрода

Для сварки алюминиевых жил в монолит с использованием флюса ВАМИ, а также соединения и ответвления проводов двухэлектродными клещами и стальной обоймой применяют сварочный трансформатор мощностью 0,7-0,8 кВт и вторичным напряжением 8-12 В.

Для оконцевания электродуговой сваркой алюминиевых жил используют полуавтомат ПРМ.

Для выполнения неразъемных соединений жил электросваркой необходимо:

- снять изоляцию клещами, зачистить жилы;
- скрутить жилы плоскогубцами;
- смазать флюсом;
- закрепить скрутку в зажиме;
- расплавить провода;
- зачистить место сварки, покрыть лаком;
- надеть изолирующий колпачок.

Работы по монтажу неразъемных соединений, ответвлений и оконцеваний жил сваркой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Выполнение соединений, ответвлений и оконцеваний жил термитной сваркой

Неразъемные соединения, ответвления и оконцевания жил осуществляются термитной сваркой.

При термитной сварке необходимо подготовить жилы к варке. Зачистить и смазать их вместе с присадочным прутом флюсом; подобрать по размеру жилы термитный патрон;

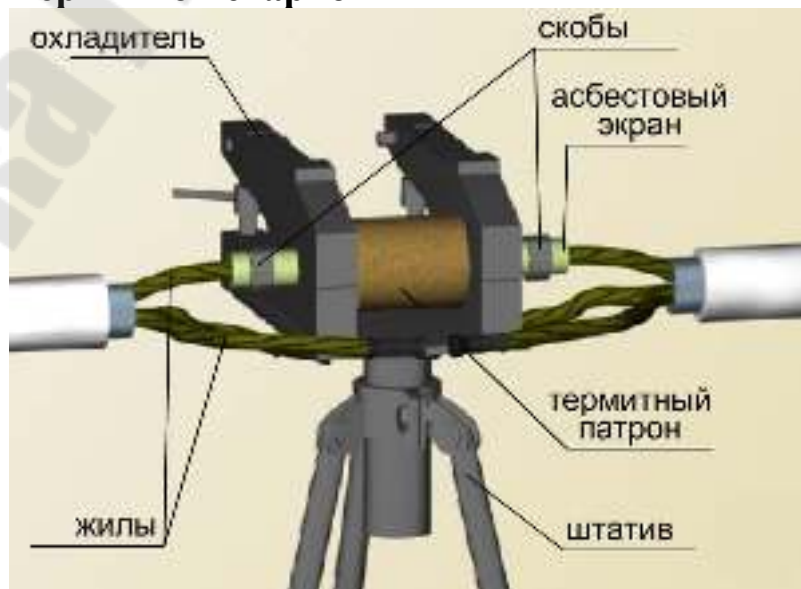


Рис. 6.6. Соединение жил кабеля с помощью термитного патрона.

установить жилы и уплотнить кокиль асбестовым шнуром; установить асбестовые экраны и охладители; термитной спичкой зажечь патрон; после остывания удалить массу и кокиль, зачистить место сварки, промыть бензином и изолировать соединение.

Работы по монтажу неразъемных соединений, ответвлений и окончеваний жил термитной сваркой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Выполнение соединения, ответвления и окончевания алюминиевых жил пайкой

С конца каждого из соединяемых проводов, подлежащих пайке, удаляют изоляцию, тщательно зачищают их стальной щеткой или ножом и соединяют внахлестку двойной скруткой так, чтобы образовался желоб. Затем нагревают провода паяльной лампой или газовой горелкой до температуры, близкой к температуре плавления алюминия, и с нажимом



Рис. 6.7. Ответвление алюминиевых жил пайкой.

натирают палочкой припоя участок соединения, чтобы снять образующуюся на поверхности провода тугоплавкую пленку оксида. Плавящийся при этом припой должен заполнить желобок между проводами. Пропаив провод с одной стороны желобка, операцию пайки повторяют на его другой стороне. Участок соединения протирают чистой тряпкой, смоченной в бензине, а затем покрывают слоем глифталевого лака и изолируют липкой лентой.

При непосредственном сплавлении припоя снимают изоляцию, обматывают края изоляции жилы асбестовым шнуром, подогревают жилы пламенем горелки до температуры начала плавления припоя, наносят припой на всю ступенчатую поверхность повивок проволок и их торцы, выбирают специальную форму для соединения,

подматывают асбестовый шнур на оголенную часть жилы, укладывают жилы в форму, надевают на жилы закрытые экраны и пропаивают жилы. После окончания пайки необходимо снять экраны, форму и удалить асбестовый шнур, затем почистить, и покрыть место соединения влагостойким лаком, и изолировать его.

Работы по монтажу неразъемных соединений, ответвлений и оконцеваний жил пайкой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Выполнение соединения, ответвления и оконцевания медных жил пайкой

При соединении жил в ответвительных коробках с конца каждого из соединяемых проводов, подлежащих пайке, удаляют изоляцию, тщательно зачищают их стальной щеткой или ножом и скручивают, пропаивают мягким припоем и изолируют.

При соединении многопроволочных жил с концов жил удаляют изоляцию, жилы зачищают и на них накладывают бандаж, каждую проволоку разводят в разные стороны, затем проволоки разных жил заводят друг за друга и скручивают.

Для оконцевания многопроволочных жил в кольцо

необходимо снять изоляции на конце провода, ослабить повив проволок жилы плоскогубцами или пассатижами, зачистить его шкуркой или наждачной бумагой, изогнуть круглогубцами конец жилы в кольцо и сделать 2-3 витка вокруг жилы, уплотнив их, покрыть кольцо раствором канифоли в спирте, затем погрузить кольцо в расплавленный припой или пропаять паяльником, изолировать оконцевание липкой лентой.

При оконцевании многопроволочных жил наконечниками необходимо подобрать наконечник, снять изоляцию с конце провода,



Рис. 6.8. Оконцевание жил наконечниками.

протереть его тканью, смоченной бензином, смазать конец жилы флюсом и облудить, надеть наконечник на конец жилы, намотать 2-3 слоя асбеста на промежуток между краем изоляции жилы и торцом наконечника во избежание вытекания припоя, прогреть наконечник пламенем горелки и наплавить в гильзу наконечника так, чтобы он заполнил пространство между проволоками, разгладить подтеки припоя по поверхности наконечника тряпочкой. После остывания оконцевания необходимо снять подмотку асбеста и изолировать лентой.

Работы по монтажу неразъемных соединений, ответвлений и оконцеваний жил пайкой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Выполнение соединения и оконцевания жил газовой сваркой

Пропан-кислородную сварку применяют для соединения и оконцевания алюминиевых жил.

Основными технологическими этапами соединения и оконцевания жил газовой сваркой являются:

- удаление изоляции;
- зачистка жил;
- скрутка;
- сплавление;
- обработка места сварки;
- изоляция места соединения.

При этом сварка однопроволочных жил сечением 2,5-10 мм проводов и кабелей с алюминиевой жилой осуществляется с помощью газоздушной горелки с насадкой ГПВМ-0,1 (газ - пропан-бутан).

Для опрессовки медных наконечников и гильз используется набор инструментов УНИ-1м, в комплект которого входят матрица и пуансон одного типоразмера от М2 до М21,

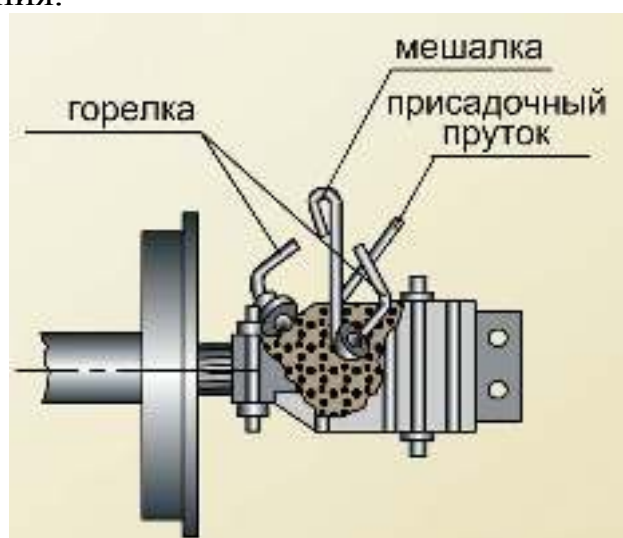


Рис. 6.9. Оконцевание алюминиевых жил пластинами с использованием газовой сварки.

устанавливаемые на прессах РМП-7м и ПГЭП-2м. Для скругления секторных алюминиевых жил кабелей, для опрессовки в наконечниках используется специальный комплект, состоящий из пяти матриц и пяти пуансонов в футляре.

Работы по монтажу неразъемных соединений и оконцеваний жил газовой сваркой должны поручаться только специально обученным электромонтерам.

Выполнение ответвления от магистральных линий без их разрезания

При ответвлении выбирают кабельный сжим (типа У731, У733, У734), снимают изоляцию с магистрального провода и с конца жилы ответвления, устанавливают сжим на магистральный провод, подсоединяют ответвительные провода, скручивают, припаивают мягким припоем и изолируют. Затем затягивают сжим и устанавливают пластмассовый корпус.

Также для выполнения отвода (ответвления) от токонесущего провода используются ответвители типа ОВ. Их применение аналогично ответвительным сжимам, но рассчитано на диапазон проводов мелких сечений от 0,25 до 6 мм² включительно. В отличие от кабельных сжимов при монтаже отвода при помощи ответвителей ОВ не требуется предварительная зачистка провода. Также не требуется использования специального инструмента.

«Орешки». Представляют собой ответвительные зажимы, состоящие из двух стальных пластин с канавками под проводники, сжимаемые четырьмя винтами, расположенные в пластмассовом корпусе. Между ними располагается еще одна плоская пластина, которая исключает непосредственный контакт между жилами, в случае, когда соединяют медные и алюминиевые провода.

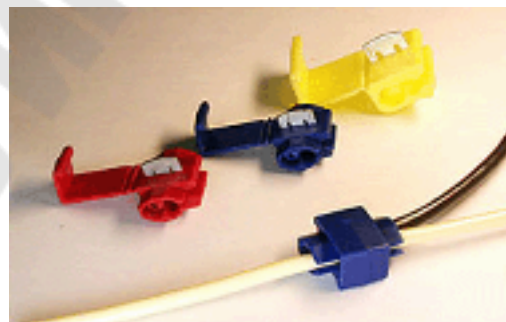


Рис. 6.10. Ответвитель ОВ.



Рис. 6.11. Ответвительный зажим – «орешек».

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться со способами соединения и оконцевания жил проводов и кабелей.
2. Выполнить соединение (оконцевание или ответвление) жил провода или кабеля различными способами (способы соединения задаются преподавателем).

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Порядок выполнения соединения (оконцевания или ответвления) жил проводов или кабелей.

Контрольные вопросы

1. Перечислите способы соединения проводов.
2. Что называют оконцеванием жил провода?
3. Какие инструменты и приспособления применяются при соединении жил проводов и кабелей?
4. В чем особенность выполнения ответвления с помощью ответвителя ОВ?

Лабораторная работа № 7

Монтаж штыревых изоляторов

Цель работы

Изучить методику выполнения работ по монтажу штыревых изоляторов на опорах ЛЭП до 10 кВ.

Краткие теоретические сведения

Линейный изолятор — устройство для подвешивания и изоляции проводов и кабелей на опорах воздушной линии электропередачи (ВЛ).

По материалу изготовления изоляторы подразделяются на фарфоровые, стеклянные и полимерные:

Фарфоровые изоляторы изготавливают из электротехнического фарфора, покрывают слоем глазури и обжигают в печах.

Стеклянные изоляторы изготавливают из специального закалённого стекла. Они имеют большую механическую прочность, меньшие размеры и массу, медленнее подвергаются старению по сравнению с фарфоровыми, но имеют меньшее электрическое сопротивление.

Полимерные изоляторы изготавливают из специальных пластических масс.

По способу крепления на опоре изоляторы подразделяются на штыревые и подвесные:

На ВЛ до 1000 В применяют только штыревые изоляторы, на ВЛ 6 – 35 кВ — штыревые и в обоснованных случаях подвесные (большие переходы через водные преграды и др.), на ВЛ 110 кВ и выше — только подвесные изоляторы.

Штыревые и подвесные изоляторы изготавливают фарфоровыми или стеклянными. В последнее время все большее распространение получают изоляторы, выполненные из полимерных материалов. Изоляторы должны иметь высокую механическую и электрическую прочность, а также обладать достаточной теплостойкостью в широком диапазоне изменения температуры воздуха. При сооружении ВЛ в районах с загрязненной средой должны применяться специальные изоляторы, предназначенные для работы в таких условиях и обеспечивающие требуемую надежность.



а



б



в



г

Рис. 7.1. Изоляторы воздушных линий:

а – фарфоровые штыревые изоляторы; б – стеклянные штыревые изоляторы; в – стеклянный подвесной изолятор; г – подвесной изолятор из полимерного материала.

Штыревые изоляторы предназначены только на одно из напряжений ВЛ, поэтому для линий разных напряжений должны применяться соответствующие им изоляторы. Подвесные изоляторы состоят из изолирующей части, шапки и стержня, что позволяет собирать из отдельных изоляторов гирлянды необходимой длины в зависимости от напряжения ВЛ.

Одним из этапов работ по монтажу воздушной линии электропередачи является монтаж изоляторов.

На трассе перед монтажом изоляторы должны быть осмотрены и отбракованы. При этом тщательно осматривают фарфор (он не должен иметь сколов, металлических вкраплений, мест, не покрытых глазурью, и волосяных трещин на ней). Места, не покрытые глазурью, и волосяные трещины легко обнаружить, смазав поверхность фарфора керосином: в месте, где имеются повреждения глазури,

керосин быстро впитывается в фарфор, трещины и пропуски глазури темнеют. Сопротивление фарфоровых изоляторов ВЛ напряжением выше 1000 В проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В. Электрические испытания стеклянных изоляторов не проводятся.

Таблица 7.1. Число изоляторов в гирлянде

Изолятор	Число изоляторов в гирлянде при номинальном напряжении, кВ				Изолятор	Число изоляторов в гирлянде при номинальном напряжении, кВ			
	6 - 10	35	110	220		6 - 10	35	110	220
ПФ6-А	1	3	7	13	ПС6-Б	1	3	8	14
ПФ6-Б	1	3	7	14	ПС11	—	3	7	12
ПФ6-В	1	3	7	12	ПС12-А	—	3	7	13
ПФ16-А	—	—	6	11	ПС16-Б	—	—	6	12
ПС6-А	1	3	8	14	—	—	—	—	—

На ВЛ со штыревыми изоляторами установку траверс, кронштейнов и изоляторов рекомендуется проводить до подъема опоры. Их штыревая часть должна быть строго вертикальна. Крючья и штыри для предохранения от ржавчины должны иметь защитное покрытие (например, асфальтовым лаком). На крюки и штыри насаживаются уплотнительные полиэтиленовые колпачки. Перед насадкой колпачок рекомендуется погрузить на 5-7 мин в воду, нагретую до 80-90 °С. Нагретый колпачок насаживают на крюк (штырь) легкими ударами деревянного молотка на полную глубину колпачка. Далее на насаженный колпачок вручную до упора наворачивается штыревой изолятор.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с методикой монтажа штыревых изоляторов.
2. Выполнить монтаж штыревого изолятора на лабораторном стенде представляющем собой траверсу опоры ВЛ 10 кВ.



а



б

Рис. 7.2. Монтаж изоляторов: а – крюк для монтажа штыревых изоляторов на деревянных опорах ВЛ 0,4 кВ; б – уплотнительные полиэтиленовые колпачки

Содержание отчета

1. Тема и цель работы.
2. Порядок выполнения монтажа изолятора.

Контрольные вопросы

1. Из какого материала изготавливают изоляторы воздушных линий?
2. Какова область применения штыревых изоляторов?
3. Какова область применения подвесных изоляторов?
4. Из скольких изоляторов состоит гирлянда ВЛ 110 кВ?
5. Каково назначение полиэтиленового колпачка при монтаже штыревого изолятора?

Лабораторная работа №8

Оценка мероприятий повышения пропускной способности электрической сети

Цель работы

Изучение способов повышения пропускной способности распределительных электрических сетей и оценка их эффективности.

Краткие теоретические сведения

Под *пропускной способностью* электрической сети понимают активную мощность, которую можно длительно передавать с учётом имеющихся технических ограничений.

Для распределительных сетей основными техническими ограничениями являются:

- допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$;
- длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}$ по условию нагрева проводника.

К основным путям повышения пропускной способности распределительной сети можно отнести следующее пути:

- увеличение площади сечения проводников воздушных и кабельных линий;
- увеличение количества параллельных линий;
- создание замкнутой сети, в том числе с несколькими источниками питания;
- сооружение дополнительных питающих подстанций;
- применение глубоких вводов в центры нагрузок на повышенном напряжении;
- повышение номинального напряжения распределительной сети;
- применение устройств поперечной компенсации (компенсирующих устройств, подключенных параллельно нагрузкам);
- использование устройств продольной компенсации;
- применение компактных воздушных линий электропередачи со сближенными фазами, в том числе с самонесущими изолированными проводами и покрытыми проводами;
- замена воздушных линий кабельными;
- использование распределительных трансформаторов 6...20/0,38 кВ с расширенным диапазоном регулирования напряжения.

Выбор того или иного пути повышения пропускной способности должен быть экономически обоснован.

Порядок выполнения работы

Для линии, представленной на рисунке 8.1, рассмотреть ряд мероприятий по повышению пропускной способности (повышение номинального напряжения, увеличение сечения проводников, продольную и поперечную компенсацию) и оценить характер и степень изменения некоторых параметров режима по алгоритмам, приведённым ниже.

Исходные данные к расчёту приведены в таблице 8.1 в соответствии с вариантом задания.

1. Повышение номинального напряжения сети

1) Определить пропускную способность линии по критериям *допустимой потери напряжения* и *длительно допустимого тока* соответственно для номинального напряжения 6 кВ:

$$P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп.1}}} = \frac{U_{\text{ном.1}}^2 \Delta U_{\text{доп.1}} \%}{100 (R + X \operatorname{tg} \varphi)} 10^3, \quad \text{кВт}, \quad (8.1)$$

$$P_{\text{пр.}I_{\text{доп.1}}} = \sqrt{3} U_{\text{ном.1}} I_{\text{доп}} \cos \varphi,$$

где $U_{\text{ном.1}}$ – номинальное напряжение сети, равное 6 кВ, кВ;

$\Delta U_{\text{доп}} \%$ – допустимая потеря напряжения в линии, %;

R и X – соответственно активное и реактивное сопротивления линии, Ом;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток линии, определяемый сечением проводника, А;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

2) Рассчитать потери активной мощности в линии, полагая, что в ней протекает активная мощность нагрузки $P_{\text{н}}$, принятая в соответствии с вариантом задания по таблице 8.1:

$$\Delta P_{\Delta U_{\text{доп.1}}} = \frac{(P_{\text{н}})^2 + (P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi)^2}{U_{\text{ном.1}}^2} R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (8.2)$$

$$\Delta P_{I_{\text{доп.1}}} = \frac{(P_{\text{н}})^2 + (P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi)^2}{U_{\text{ном.1}}^2} R \cdot 10^{-3}$$

3) Принять в качестве номинального напряжения линии $U_{\text{ном.2}} = 10$ кВ и повторить расчёты величин $P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп.2}}}$, $P_{\text{пр.}I_{\text{доп.2}}}$ и $\Delta P_{\Delta U_{\text{доп.2}}}$, $\Delta P_{I_{\text{доп.2}}}$ по выражениям (8.1) и (8.2) соответственно.

4) Определить относительное увеличение пропускной способности линии, определённой с учётом двух рассмотренных технических ограничений (критериев), после перевода линии на более высокое номинальное напряжение, т.е. с 6 кВ на 10 кВ:

$$\delta P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп}}} = \frac{P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп.2}}} - P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп.1}}}}{P_{\text{пр.}\Delta U_{\text{доп.1}}}} 100 \% ; \quad (8.3)$$

$$\delta P_{\text{пр.}I_{\text{доп}}} = \frac{P_{\text{пр.}I_{\text{доп.2}}} - P_{\text{пр.}I_{\text{доп.1}}}}{P_{\text{пр.}I_{\text{доп.1}}}} 100 \% .$$

5) Оценить относительное изменение потерь активной мощности в линии после перевода линии на более высокое номинальное напряжение:

$$\delta \Delta P_{\Delta U_{\text{доп}}} = \frac{\Delta P_{\Delta U_{\text{доп.1}}} - \Delta P_{\Delta U_{\text{доп.2}}}}{\Delta P_{\Delta U_{\text{доп.1}}}} 100 \% ; \quad (8.4)$$

$$\delta \Delta P_{I_{\text{доп}}} = \frac{\Delta P_{I_{\text{доп.1}}} - \Delta P_{I_{\text{доп.2}}}}{\Delta P_{I_{\text{доп.1}}}} 100 \% .$$

6) Определить фактическую пропускную способность линии для каждого номинального напряжения $P_{\text{ф.пр.6}}$ и $P_{\text{ф.пр.10}}$ соответственно, приняв её равной наименьшей из двух рассчитанных по двум критериям предельных мощностей:

$$\Delta P_{\text{ф.пр.1}} = \min(P_{\text{пр.}U_{\text{ном.1}}}, P_{\text{пр.}I_{\text{доп.1}}});$$

$$\Delta P_{\text{ф.пр.2}} = \min(P_{\text{пр.}U_{\text{ном.2}}}, P_{\text{пр.}I_{\text{доп.2}}}). \quad (8.5)$$

7) Занести результаты расчётов в таблицу 8.2. Сделать выводы о характере и степени влияния повышения номинального напряжения линии на её пропускную способность и потери мощности в ней.

2. Увеличение площади сечения проводников линии

1) Принять в качестве номинального напряжения сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

2) Выполнить расчёты по формулам (8.1)-(8.5) для двух различных сечений проводников – исходного F_1 и увеличенного на одну ступень F_2 , полагая номинальное напряжение линии неизменным. Здесь индексы 1 и 2 будут соответствовать двум разным сечениям, и, следовательно, разным сопротивлениям линии: R_1 и X_1 – для сечения F_1 ; R_2 и X_2 – для сечения F_2 .

Результаты расчёта для исходного сечения F_1 можно взять из 1-й части работы (расчёты для повышенного номинального напряжения 10 кВ).

3) Занести результаты расчётов в таблицу 2. Сделать выводы о характере и степени влияния повышения сечения проводников линии на её пропускную способность.

3. Применение устройств продольной компенсации

1) Принять в качестве номинального напряжения сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

2) Выполнить расчёты по формулам (8.1)-(8.5) для исходного режима линии и для случая применения устройства продольной компенсации со степенью компенсации реактивного сопротивления линии k_C (задана в таблице 8.1). В последнем случае в выражении (8.1) реактивное сопротивление линии X заменить на величину:

$$(X - X_C) = (X - X k_C), \quad (8.6)$$

где X_C – ёмкостное сопротивление устройства продольной компенсации.

Здесь индексы 1 и 2 в формулах (8.1)-(8.2) будут соответствовать двум случаям – без продольной компенсации и с компенсацией соответственно.

3) Занести результаты расчётов в таблицу 8.2. Сделать выводы о характере и степени влияния продольной компенсации на пропускную способность линии.

4. Применение устройств поперечной компенсации

1) Принять в качестве номинального напряжения сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

2) Выполнить расчёты по формулам (8.1)-(8.5) для исходного режима линии и для случая применения устройства поперечной компенсации. В последнем случае в выражения (8.1) нужно подставить коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi_k$ и $\text{tg}\varphi_k$ (таблица 8.1), полученный после установки устройства поперечной компенсации (батареи конденсаторов).

Здесь индексы 1 и 2 будут соответствовать двум случаям – без поперечной компенсации и с компенсацией соответственно.

3) Занести результаты расчётов в таблицу 8.2. Сделать выводы о характере и степени влияния поперечной компенсации на пропускную способность линии.

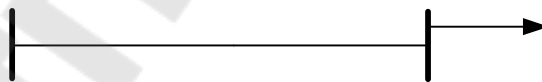


Рисунок 8.1 – Линия электропередачи

Таблица 8.1 – Исходные данные для расчётов

№ варианта	Марка и сечение провода	Длина линии, км	Активная мощность нагрузки P_n , кВт	$\cos\varphi$	k_C	$\cos\varphi_k$	$\Delta U_{\text{доп}}$, %
1	АС-25/4,2	2	700	0,8	1,0	0,95	6
2	АС-35/6,2	3	800	0,83	0,9		7
3	АС-50/8	4	710	0,7	0,8		8
4	АС-70/11	5	640	0,75	0,7		7
5	АС-25/4,2	6	290	0,72	0,6		8
6	АС-35/6,2	7	270	0,81	0,5		6
7	АС-50/8	8	320	0,78	0,65		7
8	АС-70/11	9	350	0,89	0,75		6
9	АС-25/4,2	3	600	0,77	0,85		8
10	АС-35/6,2	4	610	0,76	0,95		8

№ варианта	Марка и сечение провода	Длина линии, км	Активная мощность нагрузки P_n , кВт	$\cos\varphi$	k_C	$\cos\varphi_k$	$\Delta U_{\text{доп}}$, %
11	АС-50/8	6	480	0,86	0,55		7
12	АС-70/11	10	300	0,84	0,65		6
13	АС-25/4,2	5	330	0,87	0,7		7
14	АС-35/6,2	6	340	0,9	0,4		6
15	АС-50/8	7	410	0,73	0,5		8
16	АС-70/11	8	430	0,81	1,0		7

Таблица 8.2 – Результаты расчётов

Способ повышения пропускной способности	Пропускная способность линии в кВт по критерию:		Изменение пропускной способности в %-х по критерию:		Потери активной мощности в кВт при протекании в линии мощности нагрузки P_n по критерию:		Относительное изменение потерь активной мощности в %-х по критерию:		Фактическая пропускная способность линии, кВт	
	$\Delta U_{\text{доп}}$	$I_{\text{доп}}$	$\Delta U_{\text{доп}}$	$I_{\text{доп}}$	$\Delta U_{\text{доп}}$	$I_{\text{доп}}$	$\Delta U_{\text{доп}}$	$I_{\text{доп}}$	для $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	для $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
Повышение номинального напряжения										
Увеличение сечения провода										
Продольная компенсация										
Поперечная компенсация										

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Расчёт по выражениям (8.1) – (8.5) для способа повышения пропускной способности линии посредством повышения номинального напряжения.
3. Таблица 8.2 с результатами расчётов для всех способов повышения пропускной способности.
4. Заключение по результатам расчёта.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Что такое пропускная способность электрической сети?
2. Какая мощность – активная, реактивная или полная – используется при оценке пропускной способности сети? Почему?
3. Назовите основные пути повышения пропускной способности электрических сетей.
4. Какие критерии, характеризующие основные технические ограничения, используют для оценки пропускной способности сети?
5. Чем определяется и от чего зависит допустимая потеря напряжения в распределительной сети? Запишите выражение для определения фактической потери напряжения.
6. Поясните понятие “длительно допустимый ток линии”. От чего он зависит?
7. Влияет ли повышение номинального напряжения сети на пропускную способность линии, определяемую по критерию допустимого тока? Почему?
8. Влияет ли увеличение сечения проводников на пропускную способность линии, определяемую по критерию допустимой потери напряжения? Почему?
8. Влияет ли продольная компенсация на пропускную способность линии, определяемую по критерию длительно допустимого тока? Почему?
10. Как влияют рассмотренные в работе пути повышения пропускной способности сети на потери мощности в ней?

Лабораторная работа №9 Плавка гололеда на линиях электропередачи

Цель работы

Изучение причин возникновения гололеда на проводах линий электропередачи и способов его плавки.

Краткие теоретические сведения

При перемещении воздуха над поверхностью земли теплые массы, содержащие влагу в виде паров воды, приходят в соприкосновение с холодным воздухом. В пограничном слое этих двух масс воздуха создаются условия для существования переохлажденных паров воды, которые, соприкасаясь с частями линий электропередачи при температуре ниже нуля, образуют кристаллы льда на конструктивных элементах линий. Капли тумана, дождя и мокрый снег, оседающие на проводах, тросах и конструкциях опор, имеющих отрицательную температуру, также образуют лед или смерзшуюся вокруг проводов ледяную массу. Это явление называется *гололедом*.

Гололед – сплошной твердый осадок в виде прозрачного или матового льда расчетной плотностью $0,9 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

При значительных гололедных отложениях возможны поломка деталей опор, самих опор, а также обрывы проводов из-за механических нагрузок или «пляски», сближение проводов между собой или приближение к заземляющим конструкциям на недопустимое расстояние. Во избежание отмеченных неблагоприятных последствий должны быть приняты меры по удалению гололеда с проводов линии.

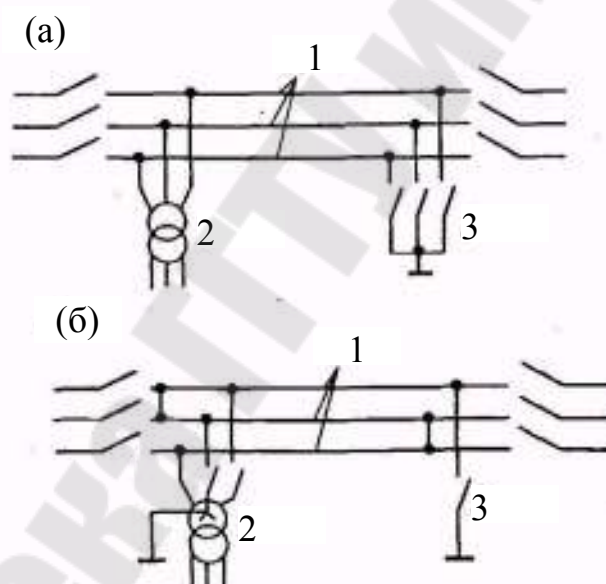
Наиболее эффективный и оперативный способ борьбы с обледенением проводов – плавка гололеда электрическим током, позволяющая освободить провода воздушных линий от гололеда в течение 20...60 мин.

Так как рабочие токи линий электропередачи обычно недостаточны для плавки гололеда, повышение токовой нагрузки линий можно обеспечить за счет оперативного перераспределения нагрузок (в этом случае линия не отключается на время плавки

гололеда) либо путем устройства на отключенных линиях одно-, двух- или трехфазных коротких замыканий.

В последнем случае в систему плавки гололеда входят специальные трансформаторы, используемые только для плавки гололеда и обеспечивающие силу тока плавки, равную или превышающую не более чем в 1,5 раза длительно допустимый ток нагрузки данной линии (на линиях напряжением до 220 кВ), или источники постоянного тока – выпрямительные устройства, фильтры для подавления высших гармонических тока и напряжения (на линиях напряжением 330 кВ и выше). При этом напряжение системы плавки гололеда ниже номинального, а ток плавки больше минимального рабочего и меньше 1,5 допустимого. Температура нагрева сталеалюминиевых проводов принимается равной 100°C, стальных тросов – 250°C.

Схемы плавки гололеда показаны на рисунке 9.1.



1 – провода ЛЭП с гололёдом; 2 – трансформатор для плавки гололёда;
3 – заземляющая перемычка

Рисунок 9.1 – Схемы плавки гололёда: а – током двух- или трёхфазного замыкания; б – двух реакторов; в – током короткого замыкания при последовательном соединении всех фаз в “змейку”

Наиболее простой и удобный способ плавки гололеда – трехфазное короткое замыкание в конце линии. Здесь плавка производится сразу на трех фазах. Сила тока плавки:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} z_0 l} \cdot 1000, \text{ А}, \quad (9.1)$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение источника тока плавки гололёда (трансформатор 2), кВ;

z_0 – полное удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

По способу двухфазного короткого замыкания в конце линии плавка производится сначала на двух фазах, а затем на третьей в сочетании с одним из освободившихся от гололеда проводов. В этом случае:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{л}}}{2 z_0 l} \cdot 1000, \text{ А}. \quad (9.2)$$

Схема, приведенная на рисунке 9.1, б, применяется на коротких линиях, когда имеющееся напряжение велико для плавки по методу трехфазного короткого замыкания. В этом случае ток плавки:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{ф}}}{z} \cdot 1000, \text{ А}, \quad (9.3)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение источника тока плавки, кВ;

z – полное сопротивление пути тока плавки, Ом:

$$z = \sqrt{(3r_0 l + 2R_3 + R_{\text{ЗЕМ}} l)^2 + (3x_0 l)^2}, \text{ Ом}, \quad (9.4)$$

где R_3 – активное сопротивление заземления, Ом;

$R_{\text{ЗЕМ}}$ – активное сопротивление земли, принимается равным 0,05 Ом/км;

r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Если ток плавки в схеме трехфазного короткого замыкания оказывается недостаточным, применяется встречное включение фаз. При этом на одном конце линии провода присоединяются к фазам А, В и С, а на другом – к фазам В, С, А соответственно (рисунки 9.2).

Тогда ток плавки оказывается в $\sqrt{3}$ раз выше, чем при трехфазном коротком замыкании.

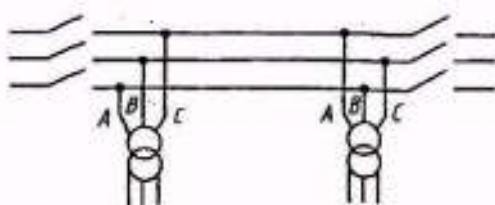


Рисунок 9.2 – Встречное включение фаз при плавлении гололёда по способу трёхфазного короткого замыкания

На линиях с проводами больших сечений применяется плавка гололеда постоянным током.

Для коротких линий применяется схема, приведенная на рисунке 9.1, б, где вместо трансформатора 2 используется источник постоянного тока. Сила тока плавки:

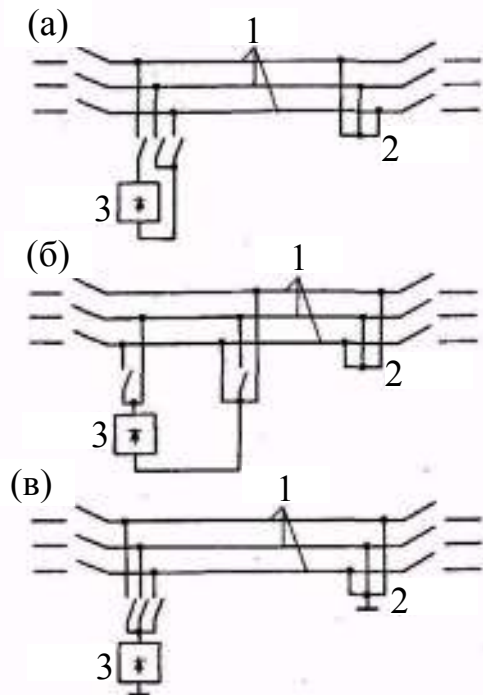
$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{п}}}{3r_0 l + 2R_3} \cdot 1000, \text{ А}, \quad (9.5)$$

где $U_{\text{п}}$ – напряжение источника постоянного тока, кВ.

Могут применяться также схемы “провод – провод” (рисунок 9.3, а), “провод – два провода” (рисунок 9.3, б) (для протяженных линий) и “провод – земля” (рисунок 9.3, в). В этих случаях постоянный ток плавки соответственно равен:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{п}}}{2r_0 l} \cdot 1000; \quad I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{п}}}{1,5r_0 l} \cdot 1000; \quad I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{п}}}{r_0 l + 2R_3} \cdot 1000, \text{ А}. \quad (9.6)$$

При необходимости проведения плавки гололеда на тросах их следует изолировать от металлических и железобетонных опор или отсоединить заземляющие спуски от контуров заземления на линиях с деревянными опорами.



1 – провода ЛЭП с гололёдом;
 2 – трёхфазная перемишка в конце линии;
 3 – выпрямительная установка

Рисунок 9.3 – Схемы плавки гололёда постоянным током: а – “провод – провод”; б – “провод – два провода”; в – “провод – земля”

Применяются следующие схемы плавки гололеда на тросах: “трос – земля” (рисунок 9.4, а), “два троса – земля” (рисунок 9.4, б), “трос – трос” (рисунок 9.4, в). В этих случаях постоянный ток плавки соответственно равен:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{с}}}{r_{0\text{т}} l + 2R_3} \cdot 1000; \quad I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{с}}}{0,5 r_{0\text{т}} l + 2R_3} \cdot 1000; \quad I_{\text{пл}} = \frac{U_{\text{с}}}{2r_{0\text{т}} l} \cdot 1000, \text{ А}, \quad (9.7)$$

где $r_{0\text{т}}$ – удельное активное сопротивление троса, Ом/км.

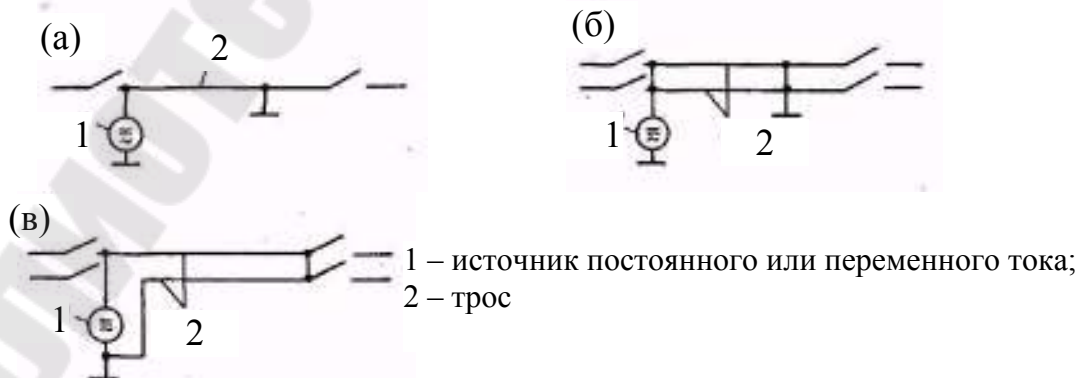


Рисунок 9.4 – Схемы плавки гололёда на грозозащитных тросах: а – “трос-земля”; б – “два троса – земля”; в – “трос – трос”

Переменный ток плавки в рассматриваемых случаях определится следующим образом:

– для схемы “трос – земля”:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\Phi}}{\sqrt{(r_{0\text{т}}l + 2R_3 + R_{\text{ЗЕМ}}l)^2 + (x_{0\text{т}}l)^2}}; \quad (9.8)$$

– для схемы “два троса – земля”:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\Phi}}{\sqrt{(0,5r_{0\text{т}}l + 2R_3 + R_{\text{ЗЕМ}}l)^2 + (0,5x_{0\text{т}}l)^2}}; \quad (9.9)$$

– для схемы “трос – трос”:

$$I_{\text{пл}} = \frac{U_{\Phi}}{\sqrt{(2r_{0\text{т}}l)^2 + (2x_{0\text{т}}l)^2}}. \quad (9.11)$$

В качестве простейшего датчика сигнала о гололеде ранее применялся динамометр, который устанавливался между опорой и натяжной гирляндой изоляторов. На шкале динамометра было два контакта, которые замыкались стрелкой прибора (первый контакт – при толщине стенки гололеда 10 мм, второй – 20 мм). От замыкания контактов запускалось сигнальное реле и телемеханическое устройство, которое передавало сигналы на питающую подстанцию, где имелась установка для плавки гололеда.

В последнее время находят применение магнитоупругие датчики (*прессдукторы*), которые подвешиваются к траверсе промежуточной опоры перед изоляторами. К первичной обмотке прессдуктора подводится напряжение 30 В. При увеличении механической нагрузки во вторичной обмотке прессдуктора появляется ЭДС, что и обеспечивает передачу соответствующего сигнала на подстанцию.

Прессдуктор представляет собой пакет пластин из трансформаторной стали, на диагоналях которых симметрично просверлены четыре отверстия (рисунок 9.5). Через отверстия намотаны две независимые обмотки: первичная (I) по одной диагонали пакета, вторичная (II) – по другой диагонали. Обмотки расположены под углом 90°.

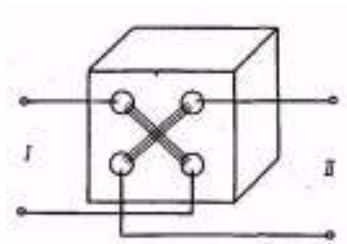


Рисунок 9.5 – Прессдуктор

Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретическую часть работы.
2. Для воздушной линии заданного класса напряжения и указанной длины, выполненной проводом заданного сечения (таблица 9.1), выбрать один из используемых для данного случая методов плавки гололёда.
3. Для выбранного метода плавки гололёда определить напряжение источника тока плавки, которое необходимо подать на линию для обеспечения заданного значения тока плавки (таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчёта

№ вар.	Номинальное напряжение линии, кВ	Длина линии, км	Марка и сечение провода	R_3 , Ом
1	6	3	АС-25/4,2	1
2	10	5	АС-35/6,2	2
3	35	10	АС-70/11	3
4	110	25	АС-120/19	4
5	220	80	АС-240/32	5
6	330	150	2хАС-300/39	1
7	6	4	АС-35/6,2	2
8	10	12	АС-50/8	3
9	35	18	АС-95/16	4
10	110	40	АС-185/29	5
11	220	100	АС-300/39	1
12	330	200	2хАС-240/32	2
13	6	5	АС-50/8	3
14	10	7	АС-70/11	4
15	35	20	АС-120/19	5
16	110	50	АС-240/32	1

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Результаты расчётов.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Назовите причины возникновения гололёда на проводах ВЛ.
2. Чем опасен гололёд для линий электропередачи?
3. Какие способы плавки гололёда применяются для линий напряжением до 220 кВ?
4. Какие схемы плавки гололёда используют на линиях с проводами больших сечений?
5. Каким образом осуществляют плавку гололёда на грозозащитных тросах?
6. Током какой величины осуществляют плавку гололёда на проводах?
7. Рассчитать ток плавки гололёда для заданной преподавателем линии электропередачи.

Лабораторная работа №10

Определение рациональных мест деления замкнутой городской электрической сети

Цель работы

Изучение способов и получение практических навыков по определению оптимальных мест размыкания замкнутой городской сети, нормально работающей в разомкнутом режиме.

Краткие теоретические сведения

Рациональное место размыкания петлевой схемы городской электрической сети с однострансформаторными подстанциями устанавливаются для осенне-зимнего максимума и весенне-летнего минимума нагрузок.

Разделение сети происходит путём отключения одного из разъединителей соответствующей линии, через которые она подключается к ТП (рисунок 10.1). Например, для разделения сети в узле 1 необходимо отключить разъединитель P_2 в ТП1. Тогда ТП1 будет получать электроэнергию только по линии L_1 , а линия L_2 будет находиться под напряжением и работать на холостом ходу.

Наиболее рациональное место размыкания петлевой сети напряжением 6-20 кВ соответствует наименьшему значению нагрузочных потерь мощности и/или электроэнергии в схеме сети.

Определение рационального места размыкания сети по критерию минимума потерь электроэнергии является более точным и одновременно более трудоёмким по сравнению с использованием критерия минимума потерь мощности. В этом случае необходимо знать число часов использования максимума нагрузки для каждой ТП, что заметно усложняет расчёт.

Порядок выполнения работы

Исходные данные для расчётов приведены в таблицах 10.1 и 10.2.

Для сети, схема которой приведена на рисунке 10.1, определить рациональную точку размыкания по двум критериям:

- минимуму потерь мощности в сети;
- минимуму потерь электроэнергии в сети.

Сравнить результаты размыкания, проведенного по этим критериям.

Расчёты необходимо выполнять в следующей последовательности.

1) Для заданной по условию точки размыкания (таблица 10.1 и 10.2) определить потоки мощностей $\underline{S}_{Лj}$ для всех линий сети:

$$\underline{S}_{Лj} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i, \quad \text{кВ}\cdot\text{А}, \quad (10.1)$$

где $\underline{S}_{Лj}$ – поток мощности j -й линии, кВ·А;

\underline{S}_i – мощность i -го узла (ТП) сети, получающего питание по j -й линии, кВ·А;

n – число узлов сети, получающих питание по j -й линии.

2) Найти для каждой j -й линии в отдельности и всей сети в целом потери активной мощности ΔP :

$$\Delta P_{Лj} = \frac{P_{Лj}^2 + Q_{Лj}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{Лj}, \quad \text{кВт}; \quad (10.2)$$

$$\Delta P_{\text{сети}} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{Лj}, \quad \text{кВт} \quad (10.3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$R_{Лj}$ – активное сопротивление j -й линии, Ом;

m – число линий сети.

3) Поочередно для всех оставшихся возможных точек размыкания сети выполнить расчёты по п.п. 1 и 2.

Результаты расчётов потерь мощности для всех рассмотренных вариантов размыкания сети занести в таблицу 10.3.

4) По результатам расчёта определить оптимальное место (узел, ТП) размыкания сети по критерию минимума потерь мощности:

$$\Delta P_{\text{сети}, i_{\text{ОПТ}}} \rightarrow \min, \quad (10.4)$$

где $\Delta P_{\text{сети}, i_{\text{ОПТ}}}$ – суммарные потери мощности в сети при её размыкании в точке $i_{\text{ОПТ}}$.

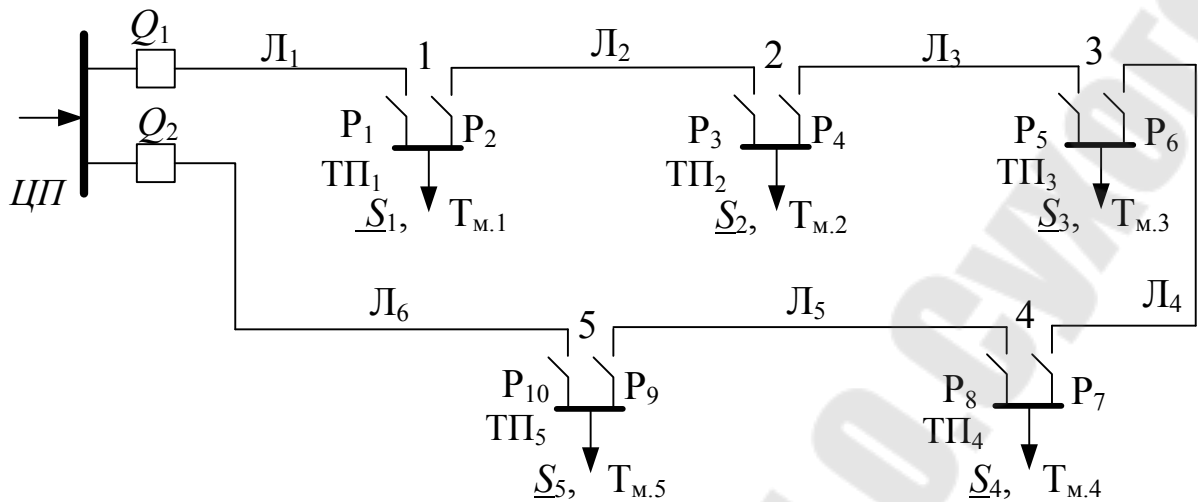


Рисунок 10.1 – Схема петлевой городской сети

Рассчитать величину снижения потерь мощности $\Delta P_{\text{сети}}$ в сети при разрыве в оптимальной точке по сравнению с исходной (заданной по условию):

$$\Delta P_{\text{сети}} = \frac{\Delta P_{\text{сети}} - \Delta P_{\text{сети, опт}}}{\Delta P_{\text{сети}}} 100\%. \quad (10.5)$$

5) Для заданной по условию точки размыкания определить для каждой линии сети время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{м.Лj}}$ и время наибольших потерь $\tau_{\text{м.Лj}}$:

$$T_{\text{м.Лj}} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i T_{\text{м.и}})}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (10.6)$$

$$\tau_{\text{м.Лj}} = \left(0,124 + T_{\text{м.Лj}} 10^{-4} \right)^2 8760, \quad (10.7)$$

где $T_{\text{м.и}}$ – время использования наибольшей нагрузки i -го узла сети, получающего питание по j -й линии.

Если линия питает один i -й узел, то:

$$T_{\text{м.Лj}} = T_{\text{м.и}}. \quad (10.8)$$

6) Найти для каждой линии в отдельности и всей сети в целом годовых потери электроэнергии ΔW :

$$\Delta W_{\text{Лj}} = \Delta P_{\text{Лj}} \tau_{\text{м.Лj}}, \quad (10.9)$$

$$\Delta W_{\text{сети}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{Л}j}. \quad (10.10)$$

7) Поочерёдно для всех оставшихся возможных точек размыкания сети выполнить расчёты по п.п. 5 и 6.

Результаты расчётов потерь электроэнергии для всех рассмотренных вариантов размыкания сети занести в таблицу 10.3.

8) По результатам расчёта определить оптимальное место размыкания сети по критерию минимума потерь электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{сети}, i_{\text{ОПТ}}} \rightarrow \min, \quad (10.11)$$

где $\Delta W_{\text{сети}, i_{\text{ОПТ}}}$ – суммарные потери электроэнергии в сети при её размыкании в точке $i_{\text{ОПТ}}$.

Рассчитать величину снижения потерь электроэнергии $d\Delta W_{\text{сети}}$ в сети при разрыве в оптимальной точке по сравнению с исходной (заданной по условию):

$$d\Delta W_{\text{сети}} = \frac{\Delta W_{\text{сети}} - \Delta W_{\text{сети}, i_{\text{ОПТ}}}}{\Delta W_{\text{сети}}} 100\%. \quad (10.12)$$

9) Сравнить полученные места размыкания сети по двум рассмотренным критериям. Совпадают ли они? Если нет, то почему?

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Пример расчёта по выражениям (10.1) – (10.12), выполненного для исходной точки размыкания сети.
3. Таблица 10.3 с результатами расчёта.
4. Заключение по результатам расчёта о выборе оптимальной точки разделения сети.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Какие сети называются замкнутыми?
2. Могут ли замкнутые сети работать в разомкнутом режиме?

3. В каком режиме, как правило, эксплуатируются замкнутые распределительные сети 6-20 кВ? Почему? Перечислите основные причины.

4. Сформулируйте задачу отыскания рациональных мест размыкания городской электрической сети?

5. Какие критерии могут использоваться для определения оптимальных мест размыкания сети?

6. Влияет ли выбор критерии на результат определения оптимальных мест размыкания сети? Почему?

Таблица 10.1 – Параметры линий

№ вар	Линия	U _{ном} , кВ	Параметры линий											
			Л ₁		Л ₂		Л ₃		Л ₄		Л ₅		Л ₆	
			марка и сечение проводника	длина, км	марка и сечение проводника	длина, км	марка и сечение проводника	длина, км	марка и сечение проводника	длина, км	марка и сечение проводника	длина, км	марка и сечение проводника	длина, км
1	ВЛ	6	АС-35/6,2	1,0	АС-35/6,2	0,6	АС-35/6,2	1,2	АС-35/6,2	0,9	АС-35/6,2	1,4	АС-35/6,2	2
2	КЛ	10	ЗАПвП-1*35	0,9	ЗАПвП-1*35	0,9	ЗАПвП-1*35	0,97	ЗАПвП-1*35	1,2	ЗАПвП-1*35	1,1	ЗАПвП-1*35	1,5
3	ВЛ	10	АС-35/6,2	0,4	АС-35/6,2	0,8	АС-35/6,2	1,1	АС-35/6,2	1,0	АС-35/6,2	0,7	АС-35/6,2	0,9
4	КЛ	6	ЗАПвП-1*50	0,5	ЗАПвП-1*50	0,7	ЗАПвП-1*50	1,3	ЗАПвП-1*50	0,93	ЗАПвП-1*50	0,6	ЗАПвП-1*50	1,2
5	ВЛ	6	АС-50/8	0,8	АС-50/8	0,5	АС-50/8	1,3	АС-50/8	1,5	АС-50/8	1,0	АС-50/8	1,4
6	КЛ	10	ЗАПвП-1*70	0,74	ЗАПвП-1*70	0,68	ЗАПвП-1*70	0,5	ЗАПвП-1*70	1,2	ЗАПвП-1*70	0,87	ЗАПвП-1*70	2,5
7	ВЛ	10	АС-50/8	1,7	АС-50/8	0,6	АС-50/8	0,9	АС-50/8	0,3	АС-50/8	1,2	АС-50/8	3
8	КЛ	6	ЗАПвП-1*95	1,2	ЗАПвП-1*95	0,75	ЗАПвП-1*95	0,7	ЗАПвП-1*95	0,8	ЗАПвП-1*95	0,03	ЗАПвП-1*95	1,1
9	ВЛ	6	АС-70/11	2,0	АС-70/11	1,3	АС-70/11	1,1	АС-70/11	0,7	АС-70/11	0,9	АС-70/11	2,9
10	КЛ	10	ЗАПвП-1*120	0,9	ЗАПвП-1*120	1,15	ЗАПвП-1*120	0,8	ЗАПвП-1*120	0,6	ЗАПвП-1*120	1,2	ЗАПвП-1*120	1,7
11	ВЛ	10	АС-70/11	1,7	АС-70/11	1,0	АС-70/11	1,3	АС-70/11	0,8	АС-70/11	0,6	АС-70/11	3
12	КЛ	6	ЗАПвП-1*150	1,1	ЗАПвП-1*150	1,3	ЗАПвП-1*150	0,4	ЗАПвП-1*150	0,9	ЗАПвП-1*150	0,86	ЗАПвП-1*150	0,8
13	ВЛ	6	АС-50/8	0,85	АС-50/8	0,9	АС-50/8	1,4	АС-50/8	1,1	АС-50/8	1,0	АС-50/8	2,3
14	КЛ	10	ЗАПвП-1*185	1,2	ЗАПвП-1*185	0,8	ЗАПвП-1*185	1,3	ЗАПвП-1*185	1,4	ЗАПвП-1*185	1,3	ЗАПвП-1*185	0,97
15	ВЛ	10	АС-70/8	1,4	АС-70/8	1,6	АС-70/8	1,0	АС-70/8	0,8	АС-70/8	0,9	АС-70/8	1,9
16	КЛ	6	ЗАПвП-1*240	0,6	ЗАПвП-1*240	0,7	ЗАПвП-1*240	0,8	ЗАПвП-1*240	0,9	ЗАПвП-1*240	0,67	ЗАПвП-1*240	1

Таблица 10.2 – Параметры узлов нагрузки

№ вар.	Параметры узлов нагрузки сети															Точка разрыва сети
	Узел 1, ТП1			Узел 2, ТП2			Узел 3, ТП3			Узел 4, ТП4			Узел 5, ТП5			
	P_1 , кВт	$\cos\varphi_1$	$T_{м.1}$, час.	P_2 , кВт	$\cos\varphi_2$	$T_{м.2}$, час.	P_3 , кВт	$\cos\varphi_3$	$T_{м.3}$, час.	P_4 , кВт	$\cos\varphi_4$	$T_{м.4}$, час.	P_5 , кВт	$\cos\varphi_5$	$T_{м.5}$, час.	
1	100	0,8	3000	420	0,85	4500	300	0,83	4300	400	0,87	4200	100	0,8	3200	ТП1, P ₂
2	200	0,81	3100	106	0,76	4100	200	0,89	4000	500	0,9	3400	200	0,9	4000	ТП2, P ₃
3	130	0,76	3500	190	0,7	4800	100	0,85	4000	300	0,9	4200	140	0,75	5000	ТП4, P ₈
4	209	0,91	4100	240	0,86	3100	130	0,78	3400	500	0,92	5200	250	0,85	3400	ТП5, P ₉
5	300	0,81	3300	300	0,89	3700	90	0,88	4000	550	0,80	4000	128	0,91	2900	ТП1, P ₂
6	200	0,74	4500	210	0,91	3300	110	0,79	3600	370	0,79	4670	321	0,92	3700	ТП2, P ₃
7	140	0,82	4000	250	0,8	3600	120	0,8	3800	100	0,79	3500	211	0,86	4300	ТП4, P ₈
8	110	0,77	3000	320	0,78	3600	135	0,83	3050	200	0,83	3540	150	0,88	2800	ТП5, P ₉
9	120	0,9	3600	230	0,81	3200	140	0,89	3700	410	0,82	3200	98	0,78	3600	ТП1, P ₂
10	240	0,85	5100	180	0,74	4600	230	0,82	3780	310	0,9	3250	110	0,74	3000	ТП2, P ₃
11	160	0,91	4100	320	0,83	3200	150	0,77	3500	120	0,75	3700	134	0,82	3900	ТП4, P ₈
12	230	0,79	3600	270	0,8	3500	300	0,79	3200	130	0,77	3900	200	0,79	4200	ТП5, P ₉
13	230	0,78	3900	130	0,91	3800	180	0,93	4100	240	0,89	4100	87	0,81	5100	ТП1, P ₂
14	330	0,77	4200	115	0,85	3800	120	0,9	4700	260	0,79	4000	205	0,9	3800	ТП2, P ₃
15	170	0,84	3700	150	0,76	4600	140	0,88	5000	110	0,87	3900	122	0,88	3600	ТП4, P ₈
16	190	0,85	3200	230	0,89	3000	200	0,85	3900	200	0,8	5000	100	0,87	4500	ТП5, P ₉

Таблица 10.3 – Результаты расчёта

Место разрыва сети	Потери мощности и электроэнергии в линиях												Суммарные потери мощности и электроэнергии в сети	
	Л ₁		Л ₂		Л ₃		Л ₄		Л ₅		Л ₆			
	$\Delta P_{Л1},$ кВт	$\Delta W_{Л1},$ кВт*ч	$\Delta P_{Л2},$ кВт	$\Delta W_{Л2},$ кВт*ч	$\Delta P_{Л3},$ кВт	$\Delta W_{Л3},$ кВт*ч	$\Delta P_{Л4},$ кВт	$\Delta W_{Л4},$ кВт*ч	$\Delta P_{Л5},$ кВт	$\Delta W_{Л5},$ кВт*ч	$\Delta P_{Л6},$ кВт	$\Delta W_{Л6},$ кВт*ч	$\Delta P_{сети},$ кВт	$\Delta W_{сети},$ кВт*ч

Лабораторная работа №11

Исследование режимов работы электрической сети с изолированной нейтралью

Цель работы

Расчёт и исследование режимов работы распределительных электрических сетей 6-10 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

Краткие теоретические сведения

В электрических сетях напряжением 6...35 кВ широко используется система *изолированной нейтрали*. Основное ее достоинство заключается в том, что повреждение изоляции одной из фаз представляет собой не короткое замыкание с большими токами, а замыкание на землю. При этом сеть достаточно длительное время, необходимое для обнаружения и устранения повреждения, может обеспечивать электроснабжение потребителей.

Однако такой режим нейтрали обладает рядом существенных недостатков. Так, при замыкании одной фазы на землю напряжение на других фазах повышается из-за смещения нейтрали. При металлическом замыкании напряжение на этих фазах достигает линейного, в результате чего изоляция линий и электрооборудования оказывается под повышенным напряжением.

Возможные при замыкании на землю дуговые перенапряжения создают условия для перехода в двух- и трехфазные замыкания.

При длительном замыкании с падением фазного провода на землю неотключенная линия создает опасность поражения людей и животных электрическим током.

Из-за замыкания на землю могут возникать феррорезонансные перенапряжения в цепях намагничивания измерительных трансформаторов и другого электрооборудования.

Режим изолированной нейтрали допускается реализовывать при емкостных токах, не превышающих следующие значения:

- в сети 6 кВ – 30 А;
- в сети 10 кВ – 20 А;
- в сети 20 кВ – 15 А;
- в сети 35 кВ – 10 А.

В воздушных сетях напряжением 6...35 кВ с линиями на железобетонных и металлических опорах ток замыкания на землю не должен превышать 10 А.

Порядок выполнения работы

Для кабельной сети напряжением 6(10) кВ, представленной на рисунке 11.1, необходимо:

1) рассчитать фазные токи \underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C *нормального режима работы* КЛ, определяемые ёмкостными проводимостями линии b_A , b_B , b_C соответственно; *построить векторные диаграммы* рассчитанных токов, фазных \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C и линейных \underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} , \underline{U}_{CA} напряжений сети;

2) для *неполного замыкания на землю одной из фаз* рассчитать фазные токи \underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C , фазные напряжения \underline{U}_{A3} , \underline{U}_{B3} , \underline{U}_{C3} сети *относительно земли*, линейные напряжения \underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} , \underline{U}_{CA} и ток замыкания на землю \underline{I}_3 ; *построить векторные диаграммы* рассчитанных токов и напряжений в принятом масштабе; *значение сопротивления замыкания r_3 принять в соответствии с исходными данными* (таблица 11.1);

3) для *глухого (металлического) замыкания на землю одной из фаз* рассчитать фазные токи \underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C , фазные напряжения \underline{U}_{A3} , \underline{U}_{B3} , \underline{U}_{C3} сети *относительно земли*, линейные напряжения \underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} , \underline{U}_{CA} и ток замыкания на землю \underline{I}_3 ; *построить векторные диаграммы* рассчитанных токов и напряжений в принятом масштабе; *значение сопротивления глухого замыкания r_3 принять равным 1 мОм*;

4) на основании выполненных расчётов и построенных векторных диаграмм сделать вывод о характере и степени влияния величины сопротивления замыкания на токи и напряжения в сети.

Результаты всех расчётов занести в таблицу 11.2.

Расчёты необходимо проводить в соответствии с алгоритмом, представленным ниже.

1. Нормальный режим работы линии

Если в линии не протекают токи нагрузки, то фазные токи \underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C будут определяться ёмкостными проводимостями линии b_A , b_B , b_C (рисунок 11.1, а):

$$\underline{I}_A = \underline{U}_A j b_A; \quad \underline{I}_B = \underline{U}_B j b_B; \quad \underline{I}_C = \underline{U}_C j b_C, \quad (11.1)$$

где \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C – фазные напряжения линии относительно нейтрали N .

По 1-му закону Кирхгофа сумма этих токов равна нулю.

Если принять, что система трёхфазных напряжений \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C симметричная, а фазу напряжения \underline{U}_A задать равной нулю, то можно записать:

$$\underline{U}_A = U_\phi; \quad \underline{U}_B = U_\phi e^{-j120^\circ}; \quad \underline{U}_C = U_\phi e^{j120^\circ}, \quad (11.2)$$

где U_ϕ – действующее значение фазного напряжения сети, В.

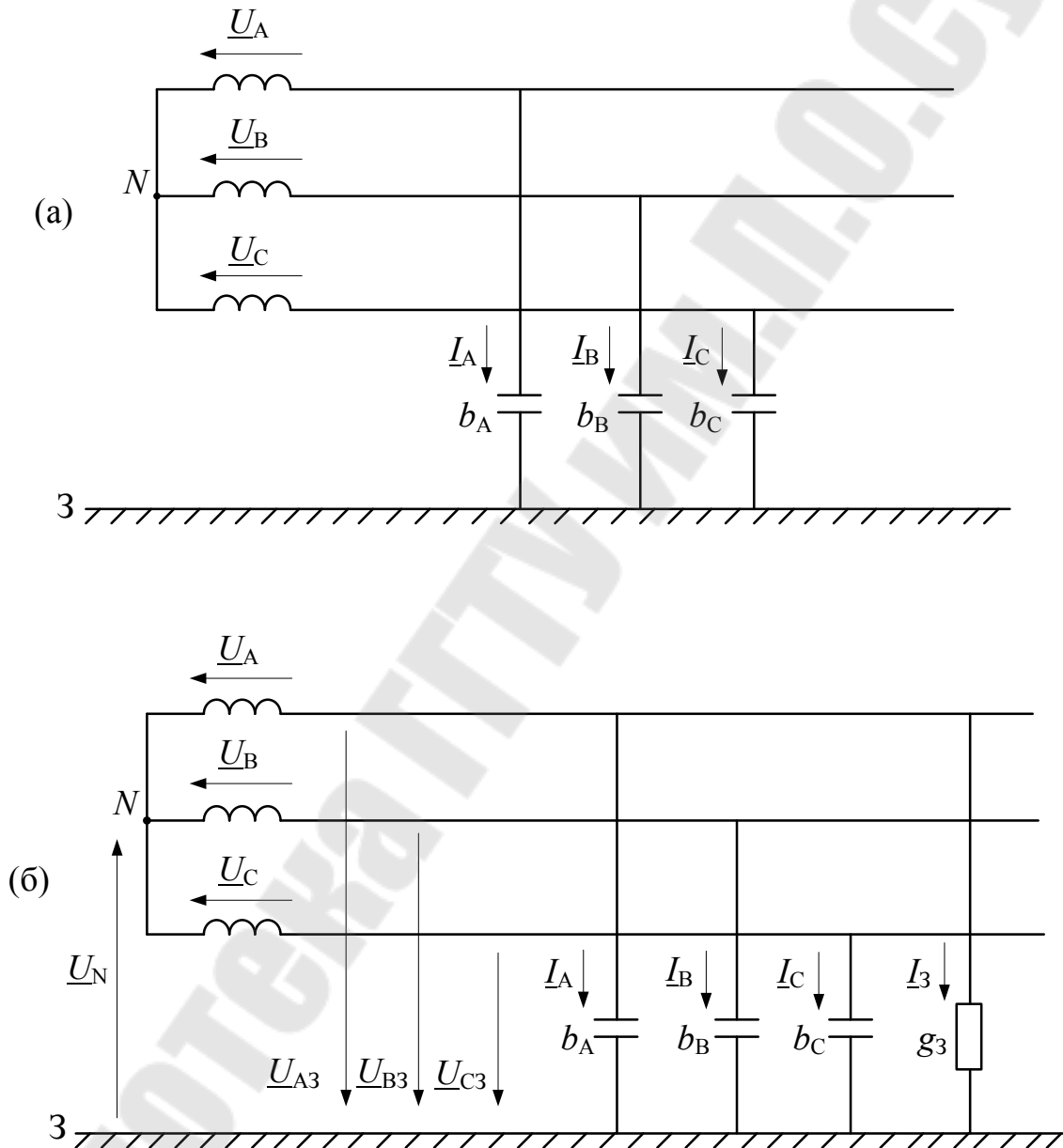


Рисунок 11.1 – Схема сети с изолированной нейтралью: *а* – нормальный режим; *б* – режим замыкания на землю фазы А

Линейные напряжения:

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_B - \underline{U}_A; \quad \underline{U}_{BC} = \underline{U}_C - \underline{U}_B; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_A - \underline{U}_C \quad (11.3)$$

Проводимости b_A , b_B , b_C находятся по удельной ёмкостной проводимости линии b_0 , См/км, взятой из справочных данных, и известной из таблицы 11.1 длины линии l , км:

$$b_A = b_B = b_C = b_0 l, \text{ См.} \quad (11.4)$$

На рисунке 11.2, а показаны векторные диаграммы, построенные по результатам расчёта нормального режима линии.

2. Режим однофазного замыкания на землю

Пусть произошло замыкания фазы A (рисунок 11.1, б). В этом случае в сети возникает несимметрия, обусловленная активной проводимостью g_3 , которую можно рассчитать, зная активное сопротивление замыкания r_3 :

$$g_3 = \frac{1}{r_3}, \text{ См} \quad (11.5)$$

В результате возникшей несимметрии появляется напряжение смещения нейтрали \underline{U}_N , которое можно найти по формуле:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A (g_3 + jb_A) + \underline{U}_B jb_B + \underline{U}_C jb_C}{g_3 + j(b_A + b_B + b_C)}. \quad (11.6)$$

После возникновения замыкания фазы A на землю к ёмкостным проводимостям уже приложены не фазные напряжения \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C относительно нейтрали N , а напряжения фаз относительно земли \underline{U}_{A3} , \underline{U}_{B3} , \underline{U}_{C3} (рисунок 11.1, б)

$$\underline{U}_{A3} = \underline{U}_A - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_{B3} = \underline{U}_B - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_{C3} = \underline{U}_C - \underline{U}_N, \quad (11.7)$$

по которым можно найти токи в проводимостях

$$\underline{I}_A = \underline{U}_{A3} jb_A; \quad \underline{I}_B = \underline{U}_{B3} jb_B; \quad \underline{I}_C = \underline{U}_{C3} jb_C. \quad (11.8)$$

Линейные напряжения сети в этом случае:

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_{B3} - \underline{U}_{A3}; \quad \underline{U}_{BC} = \underline{U}_{C3} - \underline{U}_{B3}; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_{A3} - \underline{U}_{C3}$$

Ток замыкания на землю можно рассчитать по 1-му закону Кирхгофа:

$$\underline{I}_3 = -(\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C). \quad (11.9)$$

На рисунке 11.2, б и в показаны векторные диаграммы, построенные по результатам расчёта двух режимов замыкания на землю.

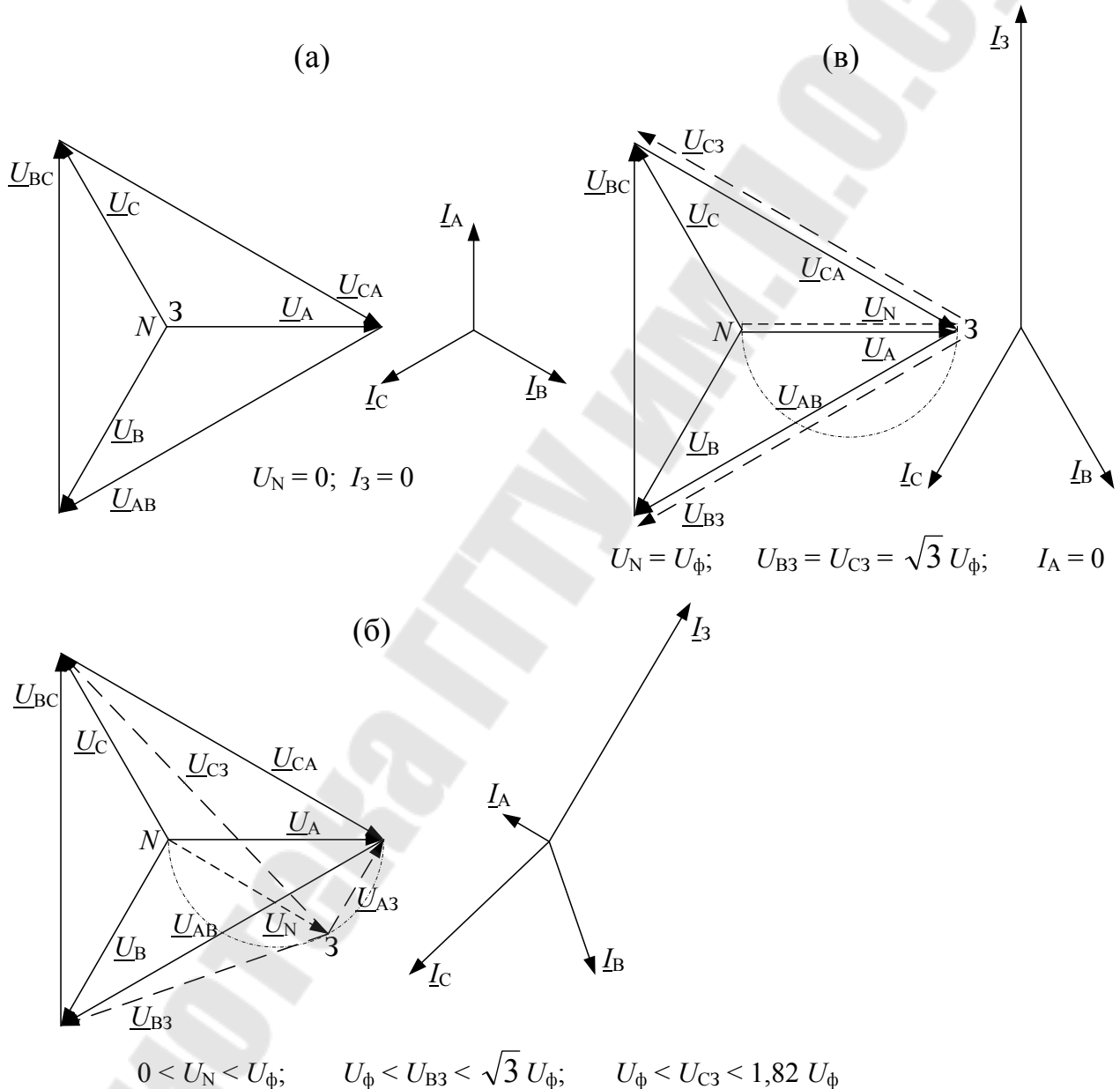


Рисунок 11.2 – Векторные диаграммы токов и напряжений сети с изолированной нейтралью: а – нормальный режим; б – режим замыкания на землю фазы А через конечное сопротивление замыкания r_3 ; в – режим глухого (металлического) замыкания на землю фазы А

Таблица 11.1 – Исходные данные

№ вар.	U_{ϕ} , кВ	Марка и сечение кабеля	Длина кабеля, км	Фаза замыкания	Сопротивление замыкания r_3 , кОм
1	$6,3/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х50)	1	А	15
2	$10,3/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х70)	2	В	5
3	$6,2/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х95)	3	С	9
4	$10,5/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х120)	4	А	3
5	$6,5/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х150)	5	В	13
6	$10,7/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х185)	1,5	С	4
7	$6,1/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х240)	2,5	А	6
8	$10,8/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х50)	3,5	В	7
9	$6,4/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х70)	4,5	С	9
10	$10,2/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х95)	0,9	А	6
11	$6,1/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х120)	1,7	В	8
12	$10,0/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х150)	2,8	С	7
13	$6,3/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х185)	3,3	А	10
14	$10,3/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х240)	4,1	В	8
15	$6,0/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х50)	4,9	С	11
16	$10,4/\sqrt{3}$	3хАПВП-(1х70)	1,8	А	12

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Расчёт по выражениям (11.1) – (11.9) для одного из двух режимов замыкания на землю.
3. Таблица 11.2 с результатами расчётов для всех режимов.
4. Векторные диаграммы токов и напряжений для всех трёх режимов.
4. Заключение по результатам расчёта.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Поясните смысл термина “изолированная нейтраль”.
2. Сети каких напряжений могут работать с изолированной нейтралью?

3. Имеет ли сеть с изолированной нейтралью преимущества перед сетью с нейтралью глухозаземлённой с точки зрения безопасности эксплуатации?

4. Существует ли для сети с изолированной нейтралью понятие “однофазное короткое замыкание”?

5. Является ли однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью повреждением, требующим немедленного отключения? Почему?

6. Поясните особенности выполнения и работы релейной защиты при однофазном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью.

7. Перечислите все негативные последствия возникновения однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью.

8. Как изменяются напряжения и токи в режиме однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью по сравнению с нормальным режимом?

9. Что такое глухое замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью? Укажите основные особенности режима токов и напряжений.

10. Чувствуют ли трёхфазные электроприёмники однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью?

11. Что такое перемежающаяся дуга? Когда она возникает? Чем опасна?

11. Что такое напряжение смещения нейтрали? Когда оно возникает?

13. Какими параметрами линии определяется ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью?

Таблица 11.2 – Результаты расчётов

Режим	$\frac{U_A}{\text{кВ}}$	$\frac{U_B}{\text{кВ}}$	$\frac{U_C}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{AB}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{BC}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{CA}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_N}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{A3}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{B3}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{C3}}{\text{кВ}}$	$\frac{I_A}{\text{А}}$	$\frac{I_B}{\text{А}}$	$\frac{I_C}{\text{А}}$	$\frac{I_3}{\text{А}}$
нормальный														
глухое замыкание фазы ____														
замыкание фазы ____ через сопротивление r_3														

Лабораторная работа №12

Исследование режимов работы электрической сети с компенсированной нейтралью

Цель работы

Расчёт и исследование режимов работы распределительных электрических сетей 6-10 кВ, работающих с компенсированной нейтралью (заземлённой через дугогасящий реактор).

Краткие теоретические сведения

В тех случаях, когда ток замыкания на землю превышает допустимый, реализуют режим *компенсированной нейтрали*.

В системе с компенсированной нейтралью применяют дугогасящие реакторы (ДГР), включаемые в нейтраль трансформаторов. При таком включении индуктивный ток, проходящий через реактор, компенсирует емкостный ток линий. В результате ток в месте замыкания фазы на землю существенно уменьшается, снижая вероятность появления дуговых перенапряжений.

Тем не менее, повышенные напряжения на неповрежденных фазах и опасность поражения людей и животных все же остаются. Кроме того, при настройке ДГР, близкой к резонансной, ток замыкания на землю может оказаться настолько малым, что возникают трудности при создании простой и селективной защиты, предназначенной для выявления поврежденной линии.

Схемы включения ДГР приведены на рисунке 12.1. Они устанавливаются на подстанциях, питающих распределительную сеть и имеющих не менее двух отходящих линий. При возможном разделении сети на отдельные участки реакторы должны размещаться таким образом, чтобы в разделенных частях была возможность настройки ДГР близко к резонансной.

В схемах питающих подстанций с двумя трансформаторами (рисунок 12.1, *а, б*) ДГР должны иметь возможность подключения как к одному, так и к другому трансформатору. На питающих подстанциях обмотки силовых трансформаторов напряжением 6(10) кВ, как правило, соединены в треугольник. В таких случаях дугогасящие реакторы могут быть подключены к нейтральям трансформаторов собственных нужд ТСН1 и ТСН2 (рисунок 12.1, *в*).

Если необходима компенсация емкостных токов в сети генераторного напряжения, то ДГР могут включаться в нейтраль генераторов Г или синхронных компенсаторов СК (рисунок 12.1, з).

И, наконец, если в сети отсутствуют генераторы или трансформаторы с выведенной нейтралью, ДГР может подключаться с помощью специального нейтраллера Н, схема которого показана на рисунке 12.1, д.

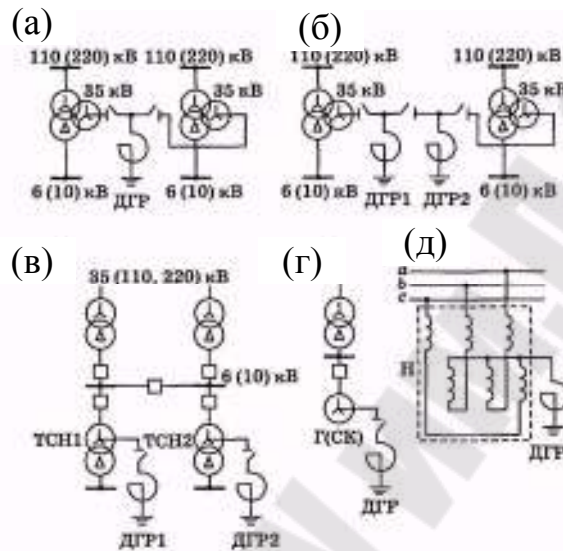


Рисунок 12.1 – Схемы включения дугогасящих реакторов: а – одного реактора с двумя трансформаторами на подстанции; б – двух реакторов; в – двух реакторов с трансформаторами собственных нужд подстанции; з – одного реактора в нейтрали генератора (синхронного компенсатора); д – одного реактора с помощью нейтраллера

Дугогасящие реакторы выполняют с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности, что позволяет в условиях эксплуатации настраивать их в зависимости от схемы сети и соответствующей суммарной длины линий, подключенных к данному ДГР.

Порядок выполнения работы

Для кабельной сети напряжением 6(10) кВ, представленной на рисунке 12.2, необходимо рассчитать и построить векторные диаграммы фазных токов I_A, I_B, I_C , фазных U_A, U_B, U_C и линейных U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} напряжений, напряжений фаз относительно земли U_{A3}, U_{B3}, U_{C3} , напряжения смещения нейтрали U_N , тока I_L дугогасящего реактора (ДГР) и тока замыкания на землю I_3 для следующих режимов работы линии:

1) нормального режима (расчёт и его результаты взять из л/р №11);

2) *неполного замыкания* на землю одной из фаз при *неполной компенсации* ёмкостного тока замыкания на землю (значение r_3 принять из л/р №11, величину b_L определить по формуле 12.1);

3) *неполного замыкания* на землю одной из фаз при *полной компенсации* ёмкостного тока замыкания на землю (значение r_3 принять из л/р №11, при полной компенсации $b_L = 3b_A$);

4) *глухого замыкания* на землю одной из фаз при *неполной компенсации* ёмкостного тока замыкания на землю ($r_3 = 1$ мОм, величина b_L определить по формуле 12.1);

5) *глухого замыкания* на землю одной из фаз при *полной компенсации* ёмкостного тока замыкания на землю ($r_3 = 1$ мОм, $b_L = 3b_A$).

На основании выполненных расчётов и построенных векторных диаграмм сделать вывод о характере и степени влияния индуктивности ДГР на параметры режима сети.

Результаты всех расчётов занести в таблицу 12.1.

Расчёты необходимо проводить в соответствии с алгоритмом, представленным ниже.

1. Нормальный режим работы линии

Расчёт нормального режима производится в том же порядке, что и для сети с изолированной нейтралью в л/р №11 (рисунок 12.2, а).

2. Режим однофазного замыкания на землю в сети с компенсированной нейтралью

Индуктивную проводимость b_L ДГР в зависимости от варианта задания нужно рассчитать по формуле

$$b_L = 2,5 \frac{1}{\sqrt{N}} b_A, \text{ См} \quad (12.1)$$

где N – номер варианта задания из л/р №11.

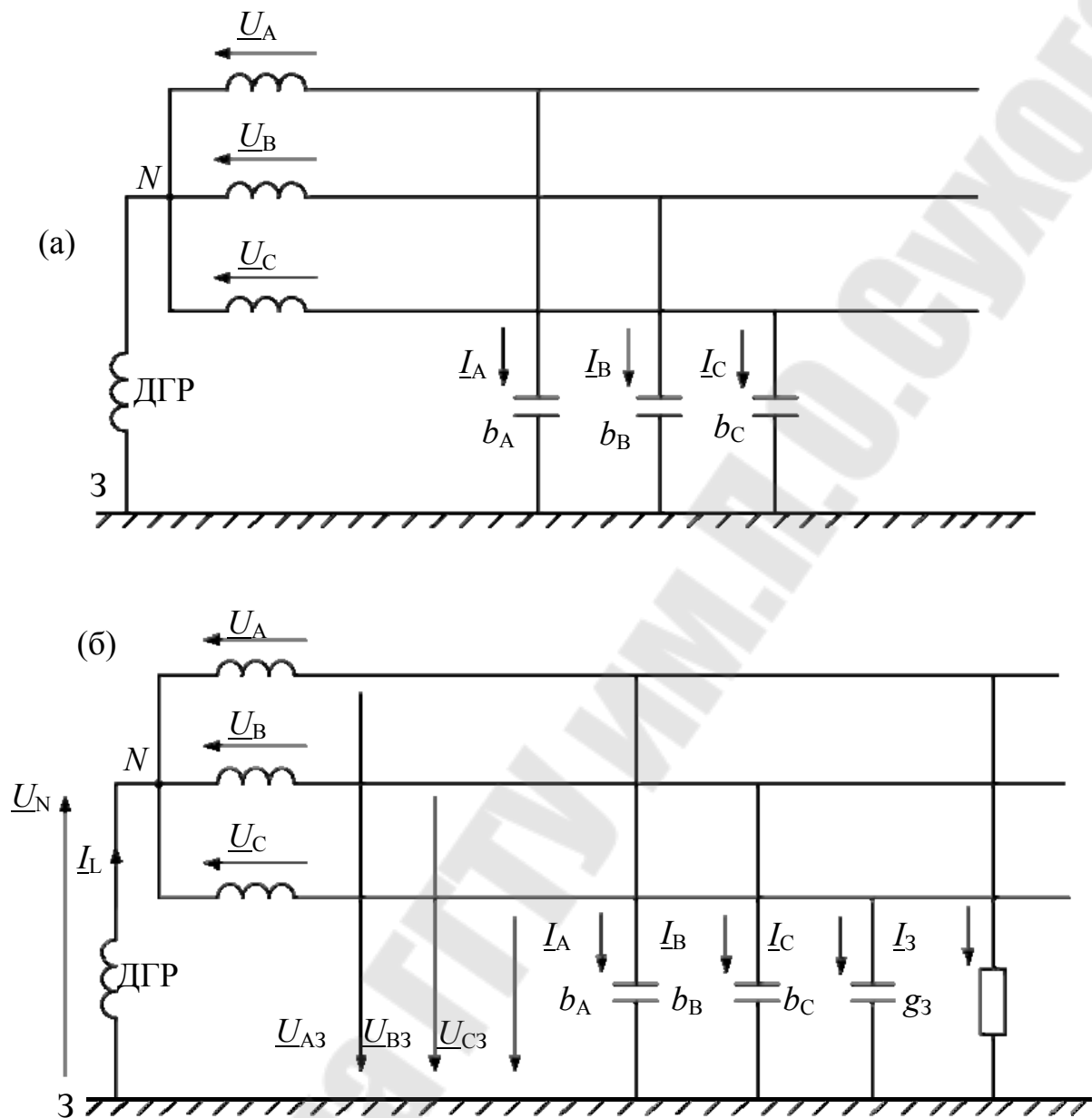


Рисунок 12.2 – Схема сети с компенсированной нейтралью: а – нормальный режим; б – режим замыкания на землю фазы А

Пусть произошло замыкания фазы А (рисунок 12.2, б). В этом случае в сети возникает несимметрия, обусловленная активной проводимостью g_3 , которую можно рассчитать, зная активное сопротивление замыкания r_3 :

$$g_3 = \frac{1}{r_3}, \text{ См} \quad (12.2)$$

В результате возникшей несимметрии появляется напряжение смещения нейтрали \underline{U}_N , которое будет приложено к ДГР:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A (g_3 + jb_A) + \underline{U}_B jb_B + \underline{U}_C jb_C}{g_3 + j(b_A + b_B + b_C - b_L)}, \quad (12.3)$$

где b_L – индуктивная проводимость ДГР, См.

Линейные напряжения сети в этом случае:

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_{B3} - \underline{U}_{A3}; \quad \underline{U}_{BC} = \underline{U}_{C3} - \underline{U}_{B3}; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_{A3} - \underline{U}_{C3} \quad (12.6)$$

В случае возникновения замыкания на землю к индуктивной проводимости ДГР будет приложено напряжение смещения нейтрали \underline{U}_N , вследствие чего в реакторе будет протекать ток \underline{I}_L :

$$\underline{I}_L = \underline{U}_N (-jb_L). \quad (12.7)$$

Тогда ток замыкания на землю можно рассчитать по 1-му закону Кирхгофа:

$$\underline{I}_3 = \underline{I}_L - (\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C). \quad (12.8)$$

На рисунке 12.3, а, б, в, г и д показаны векторные диаграммы, построенные по результатам расчёта пяти режимов замыкания на землю фазы А в сети с компенсированной нейтралью.

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Расчёт по выражениям (12.1) – (12.7) для одного из четырёх режимов замыкания на землю.
3. Таблица 12.1 с результатами расчётов для всех режимов.
4. Векторные диаграммы токов и напряжений для всех пяти режимов.
4. Заключение по результатам расчёта.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Поясните смысл термина “компенсированная нейтраль”.
2. Сети каких напряжений, как правило, могут работать с компенсированной нейтралью?

3. С какой целью применяется компенсация ёмкостного тока замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью?

4. С какими максимальными значениями тока замыкания на землю согласно ПУЭ допускается эксплуатировать сеть с изолированной нейтралью без применения средств компенсации?

5. Назовите недостатки применения дугогасящего реактора с целью компенсации однофазного тока замыкания на землю.

6. Зависит ли величина тока замыкания на землю в режиме полной компенсации от сопротивления заземления?

7. Зависит ли величина тока глухого замыкания на землю от степени компенсации?

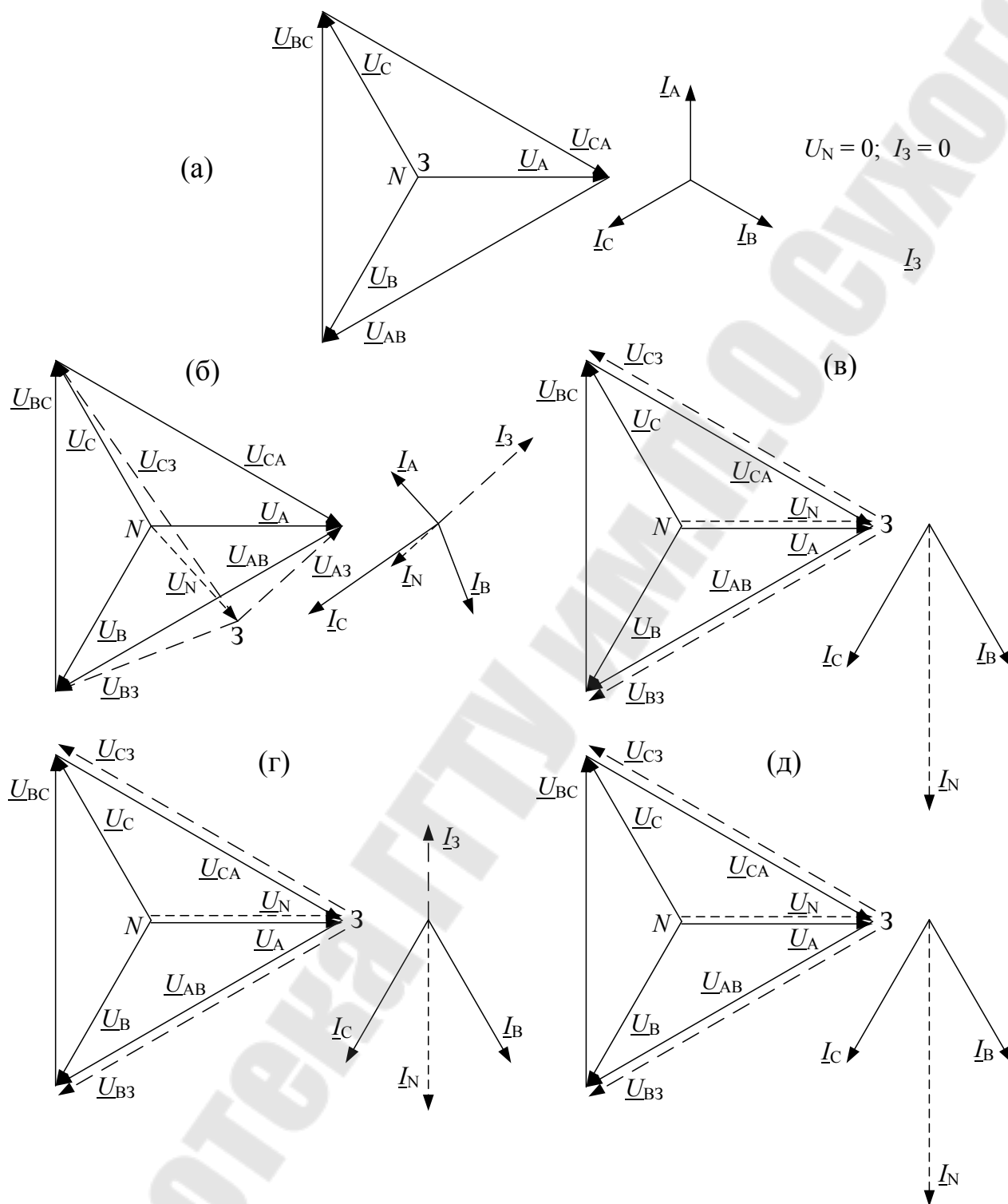


Рисунок 12.3 – Векторные диаграммы токов и напряжений сети с компенсированной нейтралью: *а* – нормальный режим; *б* – неполное замыкание при неполной компенсации; *в* – неполное замыкание при полной компенсации; *г* – глухое замыкание при неполной компенсации; *д* – глухое замыкание при полной компенсации

Таблица 12.1 – Результаты расчётов

Режим	$\underline{U}_A,$ кВ	$\underline{U}_B,$ кВ	$\underline{U}_C,$ кВ	$\underline{U}_{AB},$ кВ	$\underline{U}_{BC},$ кВ	$\underline{U}_{CA},$ кВ	$\underline{U}_N,$ кВ	$\underline{U}_{A3},$ кВ	$\underline{U}_{B3},$ кВ	$\underline{U}_{C3},$ кВ	$\underline{I}_A,$ А	$\underline{I}_B,$ А	$\underline{I}_C,$ А	$\underline{I}_N,$ А	$\underline{I}_3,$ А
нормальный															
неполное замыкание фазы ___ при неполной компенсации															
неполное замыкание фазы ___ при полной компенсации															
глухое замыкание фазы ___ при неполной компенсации															
глухое замыкание фазы ___ при полной компенсации															

Лабораторная работа №13

Исследование режимов работы электрической сети с нейтралью, заземлённой через резистор

Цель работы

Расчёт и исследование режимов работы распределительных электрических сетей 6-10 кВ, работающих с нейтралью, заземлённой через резистор.

Краткие теоретические сведения

При заземлении нейтрали через резистор в месте замыкания ток состоит из двух составляющих: ёмкостного тока и активного тока, обусловленного включением в нейтраль активного сопротивления резистора. В результате появляется возможность определить присоединение, на котором произошло замыкание на землю, и принять меры по его устранению, а также выбрать простую токовую релейную защиту, действующую на отключение, чем обеспечивается электробезопасность людей и животных, находящихся вблизи линии.

Кроме того, заземление нейтрали позволяет снижать уровень перенапряжений, возникающих в сети.

Известны варианты заземления нейтрали через низкоомные и высокоомные резисторы.

К низкоомному заземлению нейтрали относят заземление через резистор сопротивлением до 10 Ом. Высокоомное заземление имеет в цепи резистор с более высоким сопротивлением.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали применяют в тех случаях, когда замыкание на землю должно быть отключено быстро (автоматически). Это достигается за счет того, что обеспечивается ток в нейтрали, достаточный для работы релейной защиты.

В тех случаях, когда сеть при замыкании на землю может работать длительно, до обнаружения места замыкания, применяют высокоомное заземление. При этом достигается снижение перенапряжений, повышается электробезопасность, но обеспечивается ток, достаточный для работы релейной защиты на сигнал и обнаружения присоединения, на котором произошло замыкание на землю.

Резистивное заземление нейтрали осуществляют на питающих подстанциях. Основные схемы заземления нейтрали через резистор приведены на рисунке 13.1.

Активное сопротивление резистора в нейтрали должно обеспечивать снижение уровня перенапряжений, условия электробезопасности, возможность выполнения токовой релейной защиты, действующей на отключение поврежденного присоединения или на сигнал.

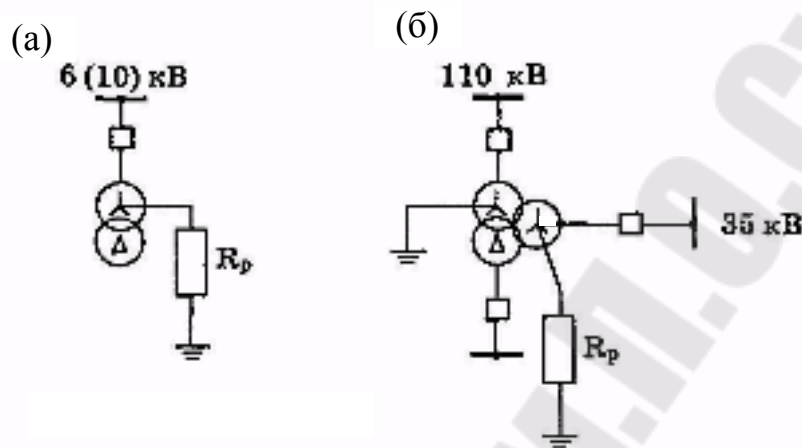


Рисунок 13.1 – Схемы резистивного заземления нейтрали: а – с помощью специального трансформатора заземления нейтрали или трансформатора собственных нужд подстанции; б – с помощью нейтрали обмотки напряжением 35 кВ трёхобмоточного трансформатора

Основными параметрами резисторов являются номинальное напряжение, сопротивление и мощность, а также допустимая длительность прохождения тока замыкания на землю, минимальный интервал между двумя замыканиями на землю, допустимое количество замыканий в год.

Порядок выполнения работы

Для кабельной сети напряжением 6(10) кВ, представленной на рисунке 13.1, необходимо рассчитать и построить векторные диаграммы фазных токов I_A , I_B , I_C , фазных U_A , U_B , U_C и линейных U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} напряжений, напряжений фаз относительно земли U_{A3} , U_{B3} , U_{C3} , напряжения смещения нейтрали U_N , тока I_L дугогасящего реактора (ДГР) и тока заземляющего резистора I_R для следующих режимов работы линии:

- 1) *нормального симметричного режима* (расчёт и его результаты взять из л/р №11);
- 2) *нормального несимметричного режима* в случае сети с ДГР, настроенного на полную компенсацию, т.е. $b_L = b_A + b_B + b_C$ (параметры

фазных напряжений, ёмкостных проводимостей линии, проводимость резистора и добротность ДГР принять из таблицы 13.1);

3) *нормального несимметричного режима* в случае сети с заземлением через резистор с двумя различными значениями проводимости резистора (параметры фазных напряжений, ёмкостных проводимостей линии, проводимость резистора и добротность ДГР принять из таблицы 1).

Векторные диаграммы строятся по аналогии с л/р №11 и №12.

Результаты всех расчётов занести в таблицу 13.1.

Расчёты необходимо проводить в соответствии с алгоритмом, представленным ниже.

1. Нормальный симметричный режим работы линии

Если нормальный режим работы сети является симметричным ($b_A = b_B = b_C$, $\underline{U}_A = \underline{U}_B = \underline{U}_C$), то его параметры не зависят от того, изолированная нейтраль, компенсированная или заземлённая через резистор. Поэтому результаты расчёта этого режима можно взять из л/р №11.

2. Нормальный несимметричный режим работы линии в сети с ДГР

ДГР не является идеальной индуктивностью, поэтому, наряду с индуктивной b_L он также обладает и активной проводимостью g_L , которая определяется добротностью Q реактора (значение добротности принять из таблицы 13.1):

$$g_L = \frac{b_L}{Q}, \text{ См} \quad (13.1)$$

Значение индуктивной проводимости b_L необходимо выбрать исходя из обеспечения полной компенсации ёмкостного тока в случае замыкания фазы на землю, т.е.:

$$b_L = b_A + b_B + b_C, \text{ См} \quad (13.2)$$

Активная проводимость ДГР обычно в несколько раз (и даже десятков раз) меньше его индуктивной проводимости, поэтому в случае симметрии сети она не оказывает практически никакого влияния на режим.

Однако в несимметричном режиме величина g_L может сильно повлиять на величину напряжения смещения нейтрали.

Несимметричный режим сети характеризуется различием фазных ёмкостных проводимостей сети ($b_A \neq b_B \neq b_C$) и/или фазных напряжений ($\underline{U}_A \neq \underline{U}_B \neq \underline{U}_C$).

Напряжение смещения нейтрали \underline{U}_N в несимметричном режиме с учётом наличия активной проводимости у ДГР можно найти по формуле:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A j b_A + \underline{U}_B j b_B + \underline{U}_C j b_C}{j (b_A + b_B + b_C) + (g_L - j b_L)} \quad (13.3)$$

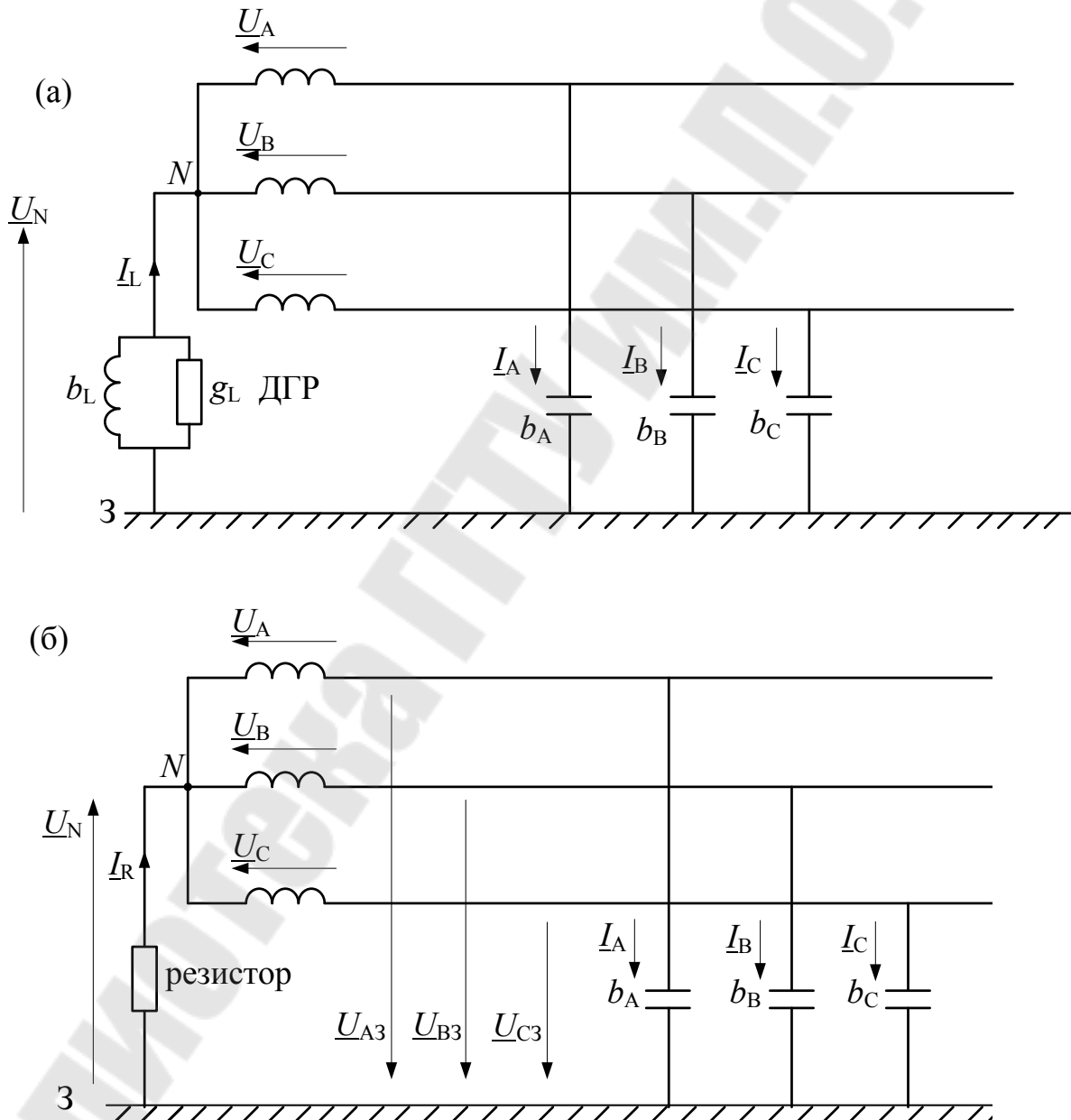


Рисунок 13.1 – Схема сети в нормальном режиме: *a* – с компенсированной нейтралью с учётом активной проводимости ДГР; *б* – нормальный режим с резистивным заземлением нейтрали

Из выражения (13.3) видно, что в случае настройки ДГР в резонанс с сетью (т.е., $b_L = b_A + b_B + b_C$), величина \underline{U}_N при заданном уровне несимметрии сети будет зависеть практически только от активной проводимости реактора. А поскольку b_L и g_L связаны соотношением (13.1), то модуль напряжения смещения нейтрали U_N при включении реактора будет пропорционален модулю напряжения смещения нейтрали U_{N0} без реактора и добротности реактора Q :

$$U_N \approx U_{N0} Q. \quad (13.4)$$

Напряжения фаз относительно земли

$$\underline{U}_{A3} = \underline{U}_A - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_{B3} = \underline{U}_B - \underline{U}_N; \quad \underline{U}_{C3} = \underline{U}_C - \underline{U}_N, \quad (13.5)$$

по которым можно найти токи в проводимостях

$$\underline{I}_A = \underline{U}_{A3} j b_A; \quad \underline{I}_B = \underline{U}_{B3} j b_B; \quad \underline{I}_C = \underline{U}_{C3} j b_C. \quad (13.6)$$

Линейные напряжения сети в:

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_{B3} - \underline{U}_{A3}; \quad \underline{U}_{BC} = \underline{U}_{C3} - \underline{U}_{B3}; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_{A3} - \underline{U}_{C3} \quad (13.7)$$

В случае наличия несимметрии сети в нормальном режиме в ДГР будет протекать ток:

$$\underline{I}_L = \underline{U}_N (g_L - j b_L). \quad (13.8)$$

3. Нормальный несимметричный режим работы линии в сети с заземлением нейтрали через резистор

В случае несимметричного режима сети при включении в нейтраль резистора (активного сопротивления) вместо ДГР напряжение смещения нейтрали будет определяться:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A j b_A + \underline{U}_B j b_B + \underline{U}_C j b_C}{j (b_A + b_B + b_C) + g_R}, \quad (13.9)$$

где g_R – активная проводимость резистора, См.

Расчёт фазных и линейных напряжений, а также фазных токов, для данного случая проводятся по выражениям (13.5)-(13.7).

Ток в резисторе:

$$\underline{I}_R = \underline{U}_N g_R. \quad (13.10)$$

Содержание отчёта

1. Цель работы.
2. Расчёт по выражениям (13.1) – (13.10) для всех режимов.
3. Таблица 13.2 с результатами расчётов для всех режимов.
4. Векторные диаграммы токов и напряжений для всех четырёх режимов.
4. Заключение по результатам расчёта.
5. Выводы по работе.

Контрольные вопросы

1. Поясните смысл термина “нейтраль, заземлённая через резистор”.
2. С какой целью применяют резистивное заземление нейтрали?
3. Какие недостатки сети с компенсированной нейтралью может устранить применение резистивного заземления нейтрали?
4. Как зависит напряжение смещения нейтрали в сети с компенсированной нейтралью от добротности дугогасящей катушки?
5. К каким негативным явлениям может привести несимметрия параметров распределительной сети в случае включения в нейтраль ДГР?
6. Какие возможности предоставляет заземление нейтрали через резистор с точки зрения обеспечения защиты сети от однофазных замыканий?
7. Из каких соображений должно выбираться сопротивление резистора?
8. Как влияет включение в нейтраль резистора на продолжительность горения заземляющей дуги?

Таблица 13.2 – Исходные данные

№ вар.	Модули фазных напряжений ^{1), 3)}			Ёмкостные проводимости ²⁾			Добротность Q	Проводимость резистора g_R равна:	
	U_A	U_B	U_C	b_A	b_B	b_C		1-й случай	2-й случай
1	$0,97U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$0,99b_0l$	$0,95b_0l$	$1,01b_0l$	20	g _L	$2,0b_L$
2	$1,01U_\Phi$	$1,03U_\Phi$	$0,99U_\Phi$	$1,02b_0l$	$1,05b_0l$	$1,0b_0l$	30		$2,1b_L$
3	$1,03U_\Phi$	$0,98U_\Phi$	$0,97U_\Phi$	$0,98b_0l$	$0,99b_0l$	$1,03b_0l$	35		$2,2b_L$
4	$0,99U_\Phi$	$0,97U_\Phi$	$1,0U_\Phi$	$0,96b_0l$	$1,01b_0l$	$0,99b_0l$	42		$2,3b_L$
5	$0,96U_\Phi$	$0,98U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$1,01b_0l$	$0,97b_0l$	$1,02b_0l$	50		$2,4b_L$
6	$0,99U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$1,01b_0l$	$1,02b_0l$	$0,97b_0l$	55		$2,5b_L$
7	$1,04U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$1,03U_\Phi$	$0,94b_0l$	$0,97b_0l$	$1,0b_0l$	60		$2,6b_L$
8	$1,0U_\Phi$	$1,0U_\Phi$	$0,97U_\Phi$	$1,02b_0l$	$1,02b_0l$	$0,95b_0l$	65		$2,7b_L$
9	$0,98U_\Phi$	$0,97U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$1,01b_0l$	$0,97b_0l$	$0,95b_0l$	70		$2,8b_L$
10	$1,01U_\Phi$	$1,0U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$0,97b_0l$	$0,95b_0l$	$1,02b_0l$	75		$2,9b_L$
11	$0,97U_\Phi$	$0,96U_\Phi$	$0,98U_\Phi$	$1,02b_0l$	$0,98b_0l$	$0,96b_0l$	80		$3,0b_L$
12	$1,02U_\Phi$	$0,99U_\Phi$	$1,0U_\Phi$	$0,97b_0l$	$1,03b_0l$	$1,05b_0l$	85		$3,1b_L$
13	$1,02U_\Phi$	$1,01U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$1,01b_0l$	$1,0b_0l$	$0,95b_0l$	90		$3,2b_L$
14	$1,01U_\Phi$	$0,98U_\Phi$	$0,97U_\Phi$	$1,03b_0l$	$1,0b_0l$	$0,98b_0l$	92		$3,3b_L$
15	$0,99U_\Phi$	$0,99U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$1,0b_0l$	$1,04b_0l$	$0,98b_0l$	95		$3,4b_L$
16	$1,0U_\Phi$	$1,02U_\Phi$	$0,99U_\Phi$	$0,96b_0l$	$0,98b_0l$	$1,04b_0l$	100		$3,5b_L$

ПРИМЕЧАНИЯ: 1) U_Φ – фазное напряжение из таблицы 1 л/р №11 согласно

варианта задания;

2) b_0 и l – параметры кабельной линии из л/р №11;

3) фазовые углы напряжений:

$$\underline{U}_A - 0^\circ;$$

$$\underline{U}_B - -120^\circ;$$

$$\underline{U}_C - +120^\circ.$$

Таблица 13.2 – Результаты расчётов

Режим	$\frac{U_A}{\text{кВ}}$	$\frac{U_B}{\text{кВ}}$	$\frac{U_C}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{AB}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{BC}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{CA}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_N}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{A3}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{B3}}{\text{кВ}}$	$\frac{U_{C3}}{\text{кВ}}$	$\frac{I_A}{\text{А}}$	$\frac{I_B}{\text{А}}$	$\frac{I_C}{\text{А}}$	$\frac{I_L}{\text{А}}$	$\frac{I_R}{\text{А}}$
нормальный симметричный (из л/р №11)															
нормальный несимметричный с ДГР															
нормальный несимметричный с резистором (1-й случай)															
нормальный несимметричный с резистором (2-й случай)															

Литература

1. **Куценко Г.Ф.** Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок. – Мн.: Дизайн ПРО, 2006. – 472с.
2. **Соколов Б.А., Соколова Н.Б.** Монтаж электрических установок. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 592с.
3. **Зюзин А.Ф., Поконов Н.З., Вишток А.М.** Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – М.: Высш. школа, 1980. – 367с.
4. **Груба В.И., Калинин В.В., Макаров М.И.** Монтаж и эксплуатация электроустановок. – М.: Недра, 1991. – 239с.
5. **Крюков В.И.** Монтаж и эксплуатация электроосветительных установок. – М.: Высш. школа, 1979. – 199с.
6. **Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы/** Бел. гос. энергет. концерн «Белэнерго»; В.Г. Кордуба и др. – Мн.: Ред. журн. «Тыдзень», 2000. – 284 с.
7. ПУЭ
8. **Короткевич М.А.** Основы эксплуатации электрических сетей. – Мн.: Высшэйшая школа, 1999.
9. **Короткевич М.А.** Эксплуатация электрических сетей. – Мн.: Высшэйшая школа, 2005.
10. **Фадеева Г.А., Федин В.Т.** Проектирование распределительных электрических сетей. – Мн.: Высшэйшая школа, 2009.
11. **Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычѳв П.В.** Электрические системы и сети. – Мн.: УП «Технопринт», 2004.
12. **Князевский Б.А., Трунковский Л.Е.** Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок. – М.: Высшая школа, 1984. – 175с.
13. **Елкин Ю.С.** Справочник электромонтажника. Монтаж электрических машин и трансформаторов. – М.: Энергия, 1979.
14. **Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю.** Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 2002. – 248с.
15. **Пантелеев Е.Г.** Монтаж и ремонт кабельных линий. Справочник электромонтажника. М.: Энергоатомиздат, 1990.
16. Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике: Справочное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1990.
17. **Киреев М.М., Коварский А.И.** Монтаж и эксплуатация электрооборудования станций, подстанций и линий электропередачи. М.: Мир, 1988.
18. **Живов М.С., Рубинштейн Я.А.** Организация и экономика электромонтажных работ. М.: Энергия, 1981.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.
20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1988.

**Медведев Константин Михайлович
Рудченко Юрий Александрович**

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу для студентов
специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 1.11.11.

Рег. № 52Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>