1. Общая характеристика способов заземления нейтрали в сетях 35 кВ

1.1 Анализ нормативной документации способов заземления нейтрали

Сегодня режим нейтрали в сетях 6-35 кВ регламентируется п.1.2.16 ПТЭ, в котором отмечено, что «работа электрических сетей напряжением 3-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и нейтралью заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

- в сетях 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

более 30 А при напряжении 6 кВ;

более 20 А при напряжении 10 кВ;

более 15 А при напряжении 35 кВ;

- в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор-трансформатор – более 5 А.»

В России, согласно п.1.2.16 последней редакции ПУЭ, введенных в действие с 1 января 2003 г., «...работа электрических сетей напряжением 3-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор». Таким образом, сейчас в сетях 6-35 кВ в России формально разрешены к применению все принятые в мировой практике способы заземления нейтрали, кроме глухого заземления. Отметим, что, несмотря на это, в России имеется опыт применения глухого заземления нейтрали в некоторых сетях 35 кВ (например, кабельная сеть 35 кВ электроснабжения г. Кронштадта).

Все способы и средства повышения надёжности работы высоковольтных сетей направлены на предотвращение электро- и пожароопасных ситуаций, вызванных однофазными замыканиями на землю. Эксплуатационные качества электрических сетей, способы локализации аварийных повреждений и условия бесперебойного электроснабжения потребителей в значительной мере определяются режимом заземления нейтрали. Это обусловлено тем, что не менее 75 % всех аварийных повреждений в электрических сетях 6-35 кВ связаны с однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ). Причины возникновения ОЗЗ в воздушных и кабельных сетях весьма многообразны. Это электрические и механические разрушения изоляции, дефекты в изоляторах и изоляционных конструкциях, их увлажнение и загрязнение, обрыв проводов и тросов, разрывы токоведущих частей и фаз кабелей в соединительных муфтах при смещениях почвы, частичные повреждения изоляции при строительных и монтажных работах, воздействие грозовых и внутренних перенапряжений. Замыкание фазы на землю в сетях такого напряжения могут привести к следующим неприятным последствиям. В сети появляются перенапряжения порядка 2,4 – 3,5 кратных по сравнению с фазным, что может привести к пробою изоляции неповреждённых фаз и переходу ОЗЗ в «двухместное» или двойное замыканий на землю по своим характеристикам близкое к двухфазным коротким замыканиям. Риск возникновения таких двойных замыканий заметно вырос в последнее время в связи со старением изоляции электрических машин и аппаратов многих энергетических объектов и отсутствием средств на их модернизацию и замену.

Возможны явления феррорезонанса, от которых в рассматриваемых сетях чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу.

На воздушных ЛЭП однофазные замыкания на землю часто происходит при обрыве провода и падении его на землю. При этом возникает опасность поражения людей и животных электрическим током. Особенно велика такая опасность, если ЛЭП проходит по густонаселённым районам, например, по городу. Пробои изоляции статорной обмотки двигателей на металл статора часто происходят через дугу и могут привести к значительным повреждениям не только самой обмотки, но и железа статора (вызвать «пожар железа»). «Пережог» изоляции приводит к появлению опасных витковых или междуфазных коротких замыканий. Неоднократно отмечалось, что «вторичные» пробои изоляции, возникающие после появления в сети 3-10 кВ ОЗЗ происходят именно на двигателях, поскольку качество их изоляции обычно уступает качеству изоляции ЛЭП и другого оборудования. Характер процессов, протекающих в сети при ОЗЗ, в большой степени зависит от режима заземления нейтрали.

В настоящее время в России используются три способа заземления нейтрали в рассматриваемых сетях: изолированная, компенсированная и резистивно-заземлённая, начинает применяться и четвёртый – с резистором и дугогасящим реактором в нейтрали.

Установлено что существует 4 вида заземления нейтрали- это:

изолированная (незаземленная);

глухозаземленная (непосредственно присоединенная к заземляющему контуру);

заземленная через дугогасящий реактор;

заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный).

Рассмотрим подробнее способы заземления нейтрали и дадим им общую характеристику.

1.1.1 Изолированная нейтраль

Режим изолированной нейтрали достаточно широко применяется в России. При этом способе заземления нейтральная точка источника (генератора или трансформатора) не присоединена к контуру заземления. В распределительных сетях 6-10 кВ России обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединяются в треугольник (рис. 1.1), поэтому нейтральная точка физически отсутствует.

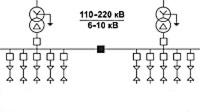


Рис. 1.1 Схема двухтрансформаторной подстанции с изолированной нейтралью.

Его достоинствами являются:

отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;

малый ток в месте повреждения (при малой емкости сети на землю).

Недостатками этого режима заземления нейтрали являются:

возможность возникновения дуговых перенапряжений при перемежающемся характере дуги с малым током (единицы–десятки ампер) в месте однофазного замыкания на землю;

возможность возникновения многоместных повреждений (выход из строя нескольких электродвигателей, кабелей) из-за пробоев изоляции на других присоединениях, связанных с дуговыми перенапряжениями;

возможность длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению в ней дефектов и снижению срока службы;

необходимость выполнения изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение;

сложность обнаружения места повреждения;

опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети;

сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как реальный ток замыкания на землю зависит от режима работы сети (числа включенных присоединений).

Недостатки режима работы с изолированной нейтралью весьма существенны, а такое достоинство, как отсутствие необходимости отключения первого замыкания, достаточно спорно. Так, всегда есть вероятность возникновения второго замыкания на другом присоединении из-за перенапряжений и отключения сразу двух кабелей, электродвигателей или воздушных линий.

1.1.2 Нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор

Она также достаточно часто применяется в России. Этот способ заземления нейтрали, как правило, находит применение в разветвленных кабельных сетях промышленных предприятий и городов. При этом способе нейтральную точку сети получают, используя специальный трансформатор (рис.1.2).

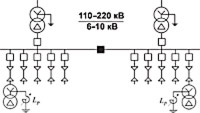


Рис. 1.2 Схема двухтрансформаторной подстанции с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор.

С точки зрения исторической последовательности возникновения этот способ заземления нейтрали является вторым. Он был предложен немецким инженером Петерсеном в 20-х годах прошлого столетия (в европейских странах дугогасящие реакторы называют по имени изобретателя «Petersen coil» – катушка Петерсена).

В России режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор применяется в основном в разветвленных кабельных сетях с большими емкостными токами. Кабельная изоляция из сшитого полиэтилена в отличие от воздушной не является самовосстанавливающейся. То есть, однажды возникнув, повреждение не устранится, даже несмотря на практически полную компенсацию (отсутствие) тока в месте повреждения. Соответственно для этих кабельных сетей самоликвидация однофазных замыканий как положительное свойство режима заземления нейтрали через дугогасящий реактор не существует.

Достоинствами этого метода заземления нейтрали являются:

отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;

малый ток в месте повреждения (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);

возможность самоликвидации однофазного замыкания, возникшего на воздушной линии или ошиновке (при точной компенсации – настройке дугогасящего реактора в резонанс);

исключение феррорезонансных процессов, связанных с насыщением трансформаторов напряжения и неполнофазными включениями силовых трансформаторов.

Недостатками этого режима заземления нейтрали являются:

возникновение дуговых перенапряжений при значительной расстройке компенсации;

возможность возникновения многоместных повреждений при длительном существовании дугового замыкания в сети;

возможность перехода однофазного замыкания в двухфазное при значительной расстройке компенсации;

возможность значительных смещений нейтрали при недокомпенсации и возникновении неполнофазных режимов;

возможность значительных смещений нейтрали при резонансной настройке в воздушных сетях;

сложность обнаружения места повреждения;

опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети;

сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как ток поврежденного присоединения очень незначителен.

В России режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор применяется в основном в разветвленных кабельных сетях с большими емкостными токами. Кабельная изоляция в отличие от воздушной не является самовосстанавливающейся. То есть, однажды возникнув, повреждение не устранится, даже несмотря на практически полную компенсацию (отсутствие) тока в месте повреждения. Соответственно для кабельных сетей самоликвидация однофазных замыканий как положительное свойство режима заземления нейтрали через дугогасящий реактор не существует.

1.1.3 Нейтраль, заземленная через резистор (высокоомный или низкоомный)

Этот режим заземления используется в России очень редко, только в некоторых сетях собственных нужд блочных электростанций и сетях газоперекачивающих компрессорных станций. В то же время, если оценивать мировую практику, то резистивное заземление нейтрали – это наиболее широко применяемый способ.

Резистор в отечественных сетях 6-10 кВ может включаться так же, как и реактор, в нейтраль специального заземляющего трансформатора (рис. 1.3).

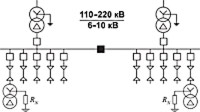


Рис.1. 3 Схема двухтрансформаторной подстанции с нейтралью, заземленной через резистор.

Возможны два варианта реализации резистивного заземления нейтрали: высокоомный или низкоомный.

При высокоомном заземлении нейтрали резистор выбирается таким образом, чтобы ток, создаваемый им в месте однофазного повреждения, был равен или больше емкостного тока сети. Как правило, суммарный ток в месте повреждения при высокоомном заземлении нейтрали не превышает 10 А. То есть высокоомным заземлением нейтрали является такое заземление, которое позволяет не отключать возникшее однофазное замыкание немедленно. Соответственно высокоомное заземление нейтрали может применяться только в сетях с малыми собственными емкостными токами до 5-7 А. В сетях с большими емкостными токами допустимо применение только низкоомного заземления нейтрали.

При низкоомном заземлении нейтрали используется резистор, создающий ток в пределах 10-2000 А. Величина тока, создаваемого резистором, выбирается исходя из нескольких конкретных условий: стойкость опор ВЛ, оболочек и экранов кабелей к протеканию такого тока однофазного замыкания; наличие в сети высоковольтных электродвигателей и генераторов; чувствительность релейной защиты.

Достоинствами резистивного заземления нейтрали являются:

отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в сети;

отсутствие необходимости в отключении первого однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);

исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;

уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);

практически полное исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения);

простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

Недостатками резистивного режима заземления нейтрали являются:

увеличение тока в месте повреждения;

необходимость в отключении однофазных замыканий (только для низкоомного заземления);

ограничение на развитие сети (только для высокоомного заземления).

Отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях и возможность организации селективной релейной защиты являются неоспоримыми преимуществами режима резистивного заземления нейтрали. Именно эти преимущества способствовали широкому распространению такого режима заземления нейтрали в разных странах.

1.1.4 Глухозаземленная нейтраль

Как уже было сказано, в отечественных сетях 6-35 кВ не используется. Этот режим заземления нейтрали широко распространен в США, Канаде, Австралии, Великобритании и связанных с ними странах. Он находит применение в четырехпроводных воздушных сетях среднего напряжения 4-25 кВ. В качестве примера на рис.1.4 приведен участок сети 13,8 кВ в США. Воздушная линия на всем своем протяжении и ответвлениях снабжена четвертым нулевым проводом. Концепция построения сети заключается в том, чтобы максимально сократить протяженность низковольтных сетей напряжением 120 В. Каждый частный дом питается от собственного понижающего трансформатора 13,8/0,12 кВ, включенного на фазное напряжение. Основная воздушная линия делится на участки секционирующими аппаратами – реклоузерами. Трансформаторы каждого отдельного потребителя и ответвления от линии защищаются предохранителями. На отпайках от линии используются отделители, обеспечивающие отключение в бестоковую паузу.

Этот способ заземления нейтрали не используется в сетях, содержащих высоковольтные электродвигатели. Токи однофазного замыкания в этом случае достигают нескольких килоампер, что недопустимо с позиций повреждения статора электродвигателя (выплавление стали при однофазном замыкании).

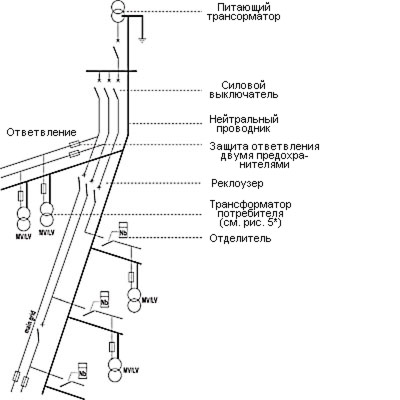


Рис. 1.4 Схема воздушной четырехпроводной распределительной сети 4-25 кВ США.

Применение глухого заземления нейтрали в сетях среднего напряжения в России вряд ли необходимо и вероятно в обозримом будущем. Все отечественные линии 6-35 кВ трехпроводные, а трансформаторы потребителей трехфазные, то есть сам подход к построению сети существенно отличается от зарубежного. Указанный выше случай глухого заземления нейтрали в кабельной сети 35 кВ, питающей г. Кронштадт, является исключением. Такое решение было сознательно принято проектным институтом в связи с тем, что ток однофазного замыкания в этой сети составляет около 600 А. Компенсация в данном случае малоэффективна, а надежных высоковольтных низкоомных резисторов на момент реализации решения в России не существовало.

1.2 Характеристика процессов при замыканиях на землю в сети 35 кВ

Замыкания на линиях, однофазные и междуфазные, можно подразделить на дуговые и металлические. При дуговых замыканиях соединение токоведущих частей между собой или землей происходит через малое сопротивление дугового канала. Такие замыкания могут возникать вследствие воздействия грозовых или внутренних перенапряжений (при сильном загрязнении гирлянд, изоляторов), либо вследствие механических воздействий.

Рассмотрим возникновение перенапряжений в трехфазной сети на примере изолированной нейтрали. На рис. 5а приведена расчетная схема трехфазной сети. На этой схеме показаны фазные ЭДС ес, еь, еа, индуктивности и сопротивления фаз L и R, а также емкости фаз на землю С и междуфазовые См.

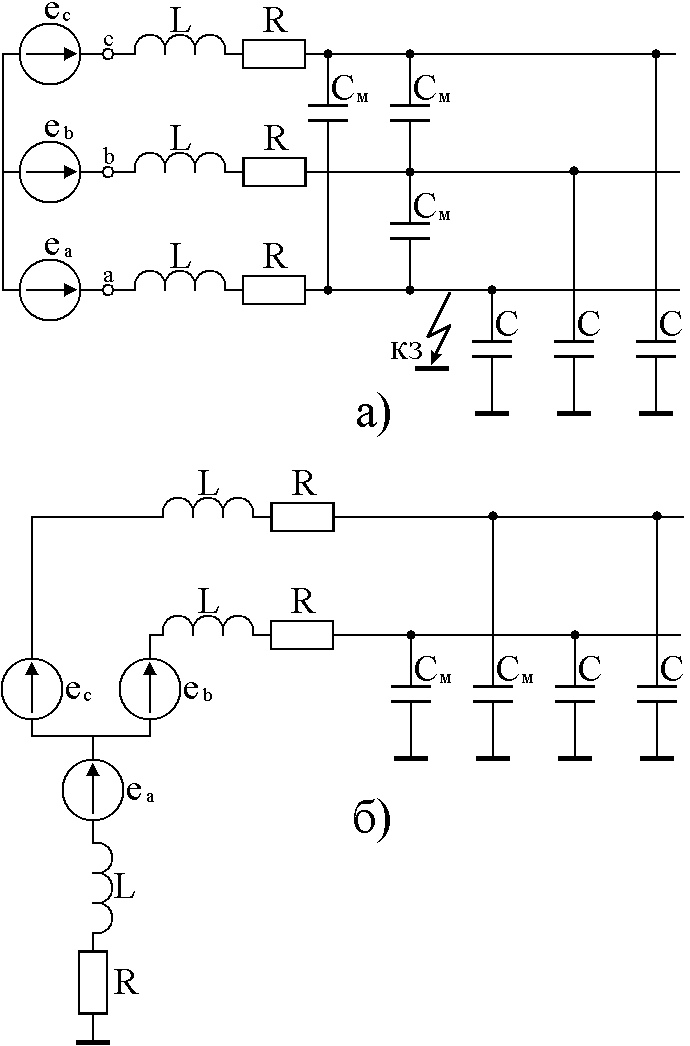


Рис.1.5 Исходная (а) и преобразованная (б) схемы сети   
с изолированной нейтралью источника при замыканиях одной из фаз на землю

Пусть на фазе А возникает однофазное замыкание через неустойчивую дугу. Тогда для расчета возникающих перенапряжений схему на рис. 1.5.а можно представить в виде схемы на рис. 1.5.б. После зажигания дуги на поврежденной фазе А емкости С и См неповрежденных фаз соединяются параллельно, как это видно из рис. 1.5.б и происходит перераспределение зарядов между емкостями. Перераспределение свободных зарядов на емкостях С и См приводит к снижению амплитуды свободных колебаний напряжения в соответствии с соотношением С/(С+ См). Примерные значения соотношения С/(С+ См) для линий электропередачи 35 составляют 0,744.

Значения перенапряжения при повторном зажигании дуги можно определить по формуле

(1.1)



где Uн – начальное значение напряжения на неповрежденных фазах в момент повторного зажигания;

Uк – значение установившегося напряжения колебаний;

– коэффициент, учитывающий затухание высокочастотных колебаний, который принимается обычно равным 0,9.



Если принять, что при перовом повторном зажигании в момент максимума напряжения поврежденной фазы в сети нет остаточных зарядов, то максимальное перенапряжение на поврежденной фазе, достигаемое в переходном процессе, будет равно:

(1.2)



Кратковременные перенапряжения порядка 3Uф не опасны для нормальной изоляции при рабочих напряжениях до 35 кВ включительно. Однако длительные перенапряжения могут привести к тепловому пробою изоляции. Кроме того, на процесс развития перенапряжений в сетях часто действуют дополнительные факторы, повышающие кратность перенапряжений. Замечено, в частности, что при неустойчивых дугах на неповрежденных фазах часто срабатывают разрядники, имеющие пониженную кратность разрядного напряжения при рабочей частоте. Работа разрядников может привести к появлению перенапряжений, опасных для изоляции. Действительно, если происходит гашение дуги разрядником на неповрежденной фазе, а поврежденная фаза заземлена, то восстанавливающееся напряжение изменяется от нуля до 2Uл = 3,46Uф. Поэтому каждый раз, когда происходит срабатывание разрядников, на изоляцию здоровых фаз воздействует перенапряжение 3,46Uф.

При компенсации емкостных токов воздушные и кабельные сети могут длительно работать с замкнувшейся на землю фазой. В сети с изолированной нейтралью трансформаторов однофазное замыкание может существовать, если емкостной ток замыкания препятствует самопогасанию дуги в месте замыкания. При включении в нейтраль трансформатора реактора (рис.1.6) через место замыкания вместе с емкостным током проходит индуктивный ток, обусловленный индуктивностью реактора Lк.

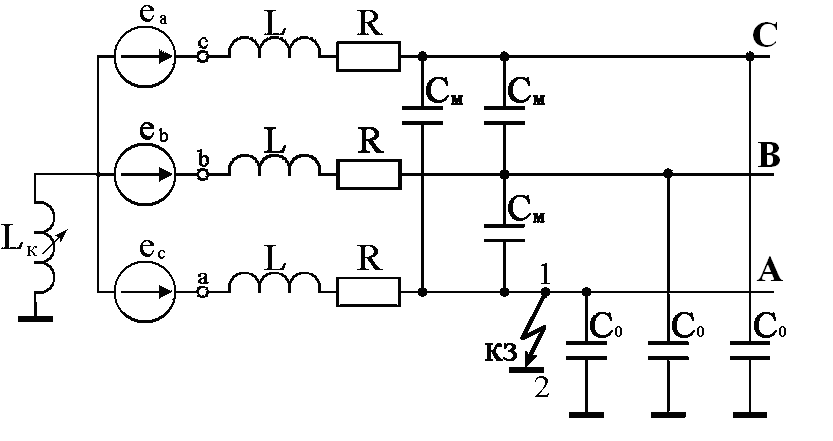


Рис.1. 6. Схема сети с дугогасящей катушкой при однофазном замыкании на землю

Подбирая соответствующее значение индуктивности реактора Lк, можно добиться равенства емкостной и индуктивной составляющих тока замыкания (осуществить компенсацию емкостного тока замыкания). Компенсация наступит, если выполняется условие

(1.3)



где ω = 314 рад–1 – промышленная частота.

Реактор в сети играет двойную роль. При компенсации снижение тока до остаточного значения Iост, обусловленного активными потерями в сети, способствует самопогасанию дуги в месте замыкания. Кроме того, реактор резко снижает скорость восстановления напряжения на дуге.

Значение остаточного тока Iост можно определить по схеме замещения (рис. 1.7). В этой схеме Lк – индуктивность замыкающего реактора; g – активная проводимость, учитывающая активные потери в реакторе и сети; источник напряжения имеет значение фазного напряжения Uф в трехфазной сети.

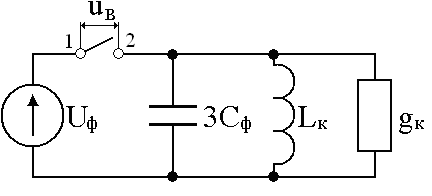


Рис. 1.7 Расчетная схема для определения восстанавливающегося напряжения на дуговом промежутке при однофазном замыкании на землю   
в сети с дугогасящей катушкой

Отношение токов в индуктивности Lк и емкости 3С0 носит название настройки заземляющего реактора

(1.4)



где .



Остаточный ток в дуге (рис. 1.7)

(1.5)



где Ia = Uфg – активная составляющая тока в месте замыкания;

IС = 3UфωС0 – емкостная составляющая тока, равная току замыкания в отсутствии заземляющего реактора.

Как видно из (1.5), остаточный ток Iост тем меньше, чем ближе значение kн к единице. При kн = 1 (точная настройка реактора) через место замыкания протекает только малый активный ток (g ≈ 0).

Погасание дуги происходит при прохождении тока Iост через нулевое значение. Этому соответствует разрыв цепи между зажимами 1 и 2 (рис. 1.7), при котором потенциал точки 2 изменяется с промышленной частотой ω; потенциал точки 1 с частотой ω0 собственных колебаний контура Lк – 3С0. Напряжение, восстанавливающееся на поврежденной фазе, равно разности потенциалов точек 1 и 2 и описывается следующим соотношением:

(1.6)



где ϕ – фазовый угол напряжения в момент погасания дуги;

δ – коэффициент затухания свободных колебаний.

Так как δ мало и множитель близок к единице, то при достаточно точной настройке (kн ≈ 1) напряжение uв(t) нарастает медленно, так как ω ≈ ω0.



Малый остаточный ток и малая скорость восстановления напряжения способствуют гашению тока дуги замыкания на землю, что очень важно при грозовых перекрытиях изоляции на линиях электропередачи. Самоликвидация грозовых перекрытий улучшает электрозащитные характеристики линий. Однако в тех случаях, когда самоликвидация дуги невозможна, как, например, в случаях пробоя или разрушения изоляторов, падения проводов на землю и т.д., дуга замыкания на землю не гаснет и может приобрести неустойчивый перемежающийся характер с повторными гашениями и зажиганиями. В этих случаях на емкостях неповрежденных фаз при очередном гашении дуги могут сохраниться остаточные заряды, приводящие к появлению напряжения смещения Uсм. Переход напряжения поврежденной фазы от нулевого значения к кривой Uсмcos(ωt)+ Uфcos(ωt) происходит в результате колебаний, при которых формируется первый максимум напряжения на дуге:

(1.7)



Дальнейшее нарастание напряжения в силу резонансной настройки заземляющего реактора происходит сравнительно медленно.

Повторное зажигание на поврежденной фазе при больших мгновенных значениях напряжения возможно, однако вероятность его возникновения мала. Это обусловлено тем, что должно произойти совпадение достаточно редких условий: устойчивое нарушение изоляции (например, обрыв или падение провода) и повторное зажигание в самый неблагоприятный момент времени, что сопровождается большими перенапряжениями на неповрежденных фазах.

Из изложенного следует, что необходимо стремиться к точной резонансной настройке дугогасящей катушки.

По установившейся практике электрические сети напряжением до 35 кВ включительно имеют незаземленную нейтраль. Если в такой сети произойдет дуговое замыкание на землю, то через дугу будет протекать емкостной ток, величина которого определяется рабочей емкостью всех трех фазах по всей сети.

Как известно из курса ТОЭ, ток замыкания в любой линейной сети можно определить, включая в месте замыкания источник напряжения, равного напряжению фазы до замыкания, т.е. Uф, и полагая все остальные источники напряжения нулевыми. Величины индуктивных сопротивлений, пренебрежимо малы по сравнению с емкостными. Емкостной ток замыкания на землю равен:

Iз = Uф3ωСф (1.8)

где Сф – емкость фаз на землю.

Путем симметрирования фаз – транспозицией на линиях или на подстанциях добиваются равенства емкостей Сф всех трех фаз системы. Для воздушных линий удельный емкостной ток замыкания на землю, т.е. ток на 1 км линии и 1 кВ номинального напряжения, равен в среднем

ICуд = 3 мА/км⋅кВ. (1.9)

Удельный ток в кабельных линиях лежит в пределах 60…250 мА/км⋅кВ в зависимости от сечения и напряжения кабеля. Большие цифры относятся к кабелям большего сечения и меньшего напряжения.

Если IС > IСпред, то возникает устойчивая дуга однофазного замыкания на землю, которая ведет к термическому разрушению изоляторов, пережогу провода и обычно перебрасывается на междуфазные промежутки, т.е. ведет к междуфазным коротким замыканиям с автоматическим отключением участка сети. По этой причине дуговые замыкания на землю стремятся погасить в начале их возникновения. Для этой цели служит дугогасящая катушка, включаемая в нейтраль трехфазной сети (рис. 1.6). Катушка настраивается в резонанс на суммарную емкость сети на землю (3Сф). Это означает, что индуктивность катушки должна примерно удовлетворять условию:

(1.10)



где ω = 314 с–1, а ω0 – круговая частота собственных колебаний;

Сф – емкость фазы по отношению к земле.

По определенному значению емкостных токов для сети выбирается мощность реактора:

Q = nICUф (1.11)

где n – коэффициент, учитывающий развитие сети в ближайшие 5 лет (n = 1,25).

Выбор мощности с большими запасами может привести к неполному использованию дугогасящих катушек и затруднить установку наиболее целесообразных настроек. Малые запасы мощности могут привести к необходимости работы сети при режимах недокомпенсации, при которых возможно появление опасных напряжений смещения нейтрали.

Мощности дугогасящих катушек выбираются такими, чтобы ступени токов компенсации ответвлений позволили устанавливать возможно полную компенсацию емкостного тока сети при возможных конфигурациях сети и отключениях отдельных линий.

При резистивном заземлении нейтрали ограничение перенапряжений при дуговых замыканиях осуществляется за счет разряда емкости здоровых фаз и снижения напряжения на нейтрали до значений, исключающих последующие пробои ослабленной изоляции аварийной фазы. Кроме того, практически исключаются опасные феррорезонансные явления, что в свою очередь так же приводит к повышению надежности рассматриваемых сетей.

Теоретические исследования показывают, что уменьшить величину дуговых перенапряжений и число замыканий на землю без значительного искусственного увеличения тока замыкания на землю можно за счет включения в нейтраль сети высокоомного резистора величиной от нескольких сотен Ом до нескольких кОм.

Высокоомный резистор с сопротивлением RN в нейтрали сети (как правило, в нейтрали специального вспомогательного трансформатора) обеспечивает стекание заряда за время, равное полупериоду промышленной частоты (Т=0,01 сек).

Включение резистора в нейтраль сети позволяет получить в месте повреждения активную составляющую тока, примерно равную емкостной:

IRN ≈ IС (1.12)

При этом суммарный ток замыкания на землю возрастает в √2 раз.

Емкостная составляющая тока замыкания на землю имеет вид:

Ic = 3ωCUф, (1.13)

где ω — круговая частота равная 2πf,

С — фазная емкость сети на землю,

Uф — фазное напряжение сети

Активная составляющая тока замыкания на землю равна:

IRN = Uф/RN, (1.14)

где RN — сопротивление резистора

Uф/RN = 3ωCUф (1.15)

RN ≈ 1/(900 С)

Однако, выбор резистора для конкретной сети производится индивидуально. При этом в одних случаях по условию ограничения кратности дуговых перенапряжений до уровня (2,6-2,7)Uф активная составляющая замыкания на землю может быть в 1,5÷2 раза меньше емкостной составляющей. В других случаях для повышения селективности работы токовой защиты от замыкания на землю активная составляющая тока замыкания на землю может несколько превысить емкостную составляющую.

Что выбрать?

В России жесткие нормативные требования ПУЭ в отношении применения только изолированной нейтрали не позволяли до последнего времени использовать заземление нейтрали через резистор. Даже сейчас, после внесения изменений в ПУЭ, проектные институты продолжают закладывать в новые объекты старую идеологию. По-видимому, необходимы совместные усилия заказчиков, производителей оборудования и проектных институтов для изменения существующей ситуации.

В заключение следует отметить, что режим заземления нейтрали в сети среднего напряжения должен выбираться в каждом конкретном случае с учетом следующих факторов:

уровня емкостного тока сети;

допустимого тока однофазного замыкания, исходя из разрушений в месте повреждения;

безопасности персонала и посторонних лиц;

допустимости отключения однофазных замыканий с позиций непрерывности технологического цикла;

наличия резерва;

типа и характеристик используемых защит.

Выводы

Для различных режимов нейтрали необходимо очертить границы их применения.

Для определения преимуществ того или иного режима заземления нейтрали необходимо собрать достоверный статистический материал об уровнях перенапряжений при дуговых замыканиях на землю.

В сетях с компенсацией емкостного тока замыкания на землю необходимо применять плавнорегулируемые реакторы с микропроцессорными автоматическими регуляторами.

Необходимо предусмотреть резистивное заземление нейтрали электрических сетей 3-35 кВ.

2. Разработка рекомендаций по выбору режима нейтрали заданной сети 35 кВ.

2.1 Общая характеристика сети 35 кВ и её конструктивного исполнения.

На рисунке 2.1 представлена принципиальная однолинейная схема электроснабжения электроприемников 35 кВ первой и второй очереди литейно-прокатного завода.

Электроприемниками напряжением 35 кВ являются дуговые сталеплавильные печи (ДСП) и сталеплавильные агрегаты «печь-ковш» (АПК). Структурно схема электроснабжения разделяется на 3 ступени:

1. главная понизительная подстанция (ГПП) с установленными трансформаторами типа ТДНМ 63 МВА напряжением 110/35 кВ
2. закрытое распределительное устройство 35 кВ (ЗРУ-35) выполненное ячейками с элегазовой изоляцией и вакуумными выключателями. В ЗРУ-35 установлены фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ2-ФКУ4) и статический тиристорный компенсатор реактивной мощности (СТК).
3. Печные подстанции дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и агрегатов «печь-ковш» (ПС АПК).

Распределительная сеть напряжением 35 кВ выполнена кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвВнг с медной токоведущей жилой (одножильные).

Сеть от трансформаторов ГПП до ЗРУ-35 кВ (линии Л1, Л2 на рис 2.1) выполнена двухцепной кабельной линией с использованием кабелей ПвВнг 1х185 с включением трех параллельных кабелей на фазу с прокладкой их в кабельном канале уложенных в треугольник как показано на рисунке 2.2. Иначе говоря, на одну кабельную линию необходимо 9 одножильных кабелей длиной L1 или L2 (обозначение кабельной линии ПвВнг-3Х3 (1х185)).

Сеть от ЗРУ-35 до подстанций дуговых сталеплавильных печей (ПС ДСП) также выполняется кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвВнг с медной токоведущей жилой (линии L3-L6 рис 2.1).



Рис 2.2 Вид прокладки кабелей в земле

2.2 Определение емкостных токов замыкания на землю

Аналитический расчет величины токов замыкания «на землю» в разветвленных сетях не дает большой точности и чаще применяется как вспомогательный метод для получения , например, величин тока по каждому фидеру отдельно или по всей сети. При этом задача разбивается на ряд ступеней, каждая из которых может в последствии корректироваться.

Токи можно рассчитать если располагать емкостью сети, которая зависит от её конструкции и параметров:

В распределительных сетях используют 2 типа кабелей:

1) трехжильные кабели с поясной изоляцией.

2) трехжильные с заземленной металлической оболочкой вокруг каждого провода.

Емкость в плече эквивалентной звезды (рабочая емкость) для нормального режима для кабелей первого типа определяется по следующему уравнению

Сэ=С1э+3С12  (2.1)

Где С1э-емкость на землю одной фазы; С12-емкость между проводами (междуфазная емкость)

Эти параметры определяются из решения системы уравнений описывающих емкостные связи в многопроводной системе.

Сумма трех статических емкостей на землю составляет 1,5-1,7 емкости эквивалентной звезды, то есть

3С=(1,5-1,7)Сэкв ,мкФ/км (2.2)

С= .Сэкв=(0,5-0,57)С+3(0,5-0,57)См, мкФ/км (2.3)



С=(3,0-3,97)См , мкФ/км (2.4)

Откуда: См=С=0,33С См=0,25С мкФ/км



Зарядный ток кабеля определяется следующей зависимостью:

Iзар=.ω.Сэкв.L.10-6 (2.5)



Где L-длина кабельной линии, км.

Емкостной ток замыкания на землю

Ic=10-6. .ω.3С.L=10-6. .ω.(1,5-1,7)Сэкв.L , А/км или (2.6)



Ic=Uн.(272-308)Сэкв.L, А/км (2.7)

Однако, для воздушных ЛЭП можно воспользоваться формулами 2 для расчета емкостных токов замыкания на землю. В качестве примера по формуле (2.2) можно определить емкостной ток для ЛЭП различного напряжения

Ic=



где Uн- номинальное напряжение воздушной ЛЭП, кВ ;

l-длина линии ;

Ic- ток замыкания на землю, А

Появившиеся в настоящее время кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена не охвачены этими справочными таблицами.

Для этих кабелей токи можно рассчитать располагая емкостями С1э и С12 , либо определить эти емкости опытным путем.

В кабелях второго типа (с заземленной оболочкой вокруг каждой жилы) нет других емкостей кроме емкостей на землю, которая определяется емкостью как бы цилиндрического конденсатора, определяемого по следующей зависимости:

С= , мкФ/км (2.8)



где r,R радиус соответственно жилы проводника и экрана; ξ диэлектрическая проницаемость диэлектрика для бумажной изоляции (3,7-4), для полиэтиленовой (3,6-4)

С- емкость, мкФ/км.

Ток замыкания на землю такого кабеля определяется:

Ic=Uн.√3.ω.С.10-6, А/км или (2.9)

Ic=Uн.544.С.10-6, А/км (2.10)

Где С- мкФ/км- удельная емкость фазы на землю.

Значения емкостей для кабелей из СПЭ с различными сечениями жил и номинальными напряжениями представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1

Емкость кабеля с изоляцией из СПЭ мкФ/км

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальное сечение жилы,мм2 | Емкость 1 км кабеля, мкФ |  |  |  |  |  |
|  | Номинальное напряжение кабеля, кВ |  |  |  |  |  |
|  | 6 | 6/10 | 10/10 | 15 | 20 | 35 |
| 50 | 0,28 | 0,24 | 0,23 | 0,20 | 0,17 | 0,14 |
| 70 | 0,32 | 0,27 | 0,26 | 0,23 | 0,19 | 0,16 |
| 95 | 0,35 | 0,30 | 0,29 | 0,25 | 0,21 | 0,18 |
| 120 | 0,38 | 0,32 | 0,31 | 0,27 | 0,23 | 0,19 |
| 150 | 0,41 | 0,35 | 0,34 | 0,30 | 0,26 | 0,20 |
| 185 | 0,45 | 0,38 | 0,37 | 0,32 | 0,27 | 0,22 |
| 240 | 0,51 | 0,43 | 0,41 | 0,35 | 0,29 | 0,24 |
| 300 | 0,55 | 0,47 | 0,45 | 0,38 | 0,32 | 0,26 |
| 400 | 0,56 | 0,53 | 0,50 | 0,42 | 0,35 | 0,29 |
| 500 | 0,62 | 0,59 | 0,55 | 0,47 | 0,39 | 0,32 |
| 630 | 0,71 | 0,67 | 0,61 | 0,52 | 0,43 | 0,35 |
| 800 | 0,80 | 0,76 | 0,68 | 0,58 | 0,49 | 0,40 |
| 1000 | 0,89 | 0,84 | 0,73 | 0,63 | 0,54 | 0,45 |

Кабели с поясной изоляцией, когда три жилы симметрично расположены относительно свинцовой или алюминиевой заземленной оболочки, рассчитываются по методике как ЛЭП и по формуле 2.1

Чаще всего емкость определяют измерением. Для этого достаточно двух измерений. Приложив к выводам определенное напряжение переменного тока и сохраняя условия равновесия, можем получить по измеренному зарядному току эквивалентную емкость

Сэ1=С1е+2С12 (2.11)

Заземлив один из двух проводов, т.е. соединив со свинцовой оболочкой, получим ,что емкость можно измерить

С1\*= С1е+ С12 (2.12)

Соединяя два провода вместе и подавая напряжение между ними и свинцовой оболочкой, находим непосредственное значение 2С12. Можно использовать и другие методы измерения.

Сумма трех статических емкостей на землю составляет 1,5-1,7 емкости эквивалентной звезды. Значения емкостей между фазами в кабельных сетях с трехфазными кабелями составляет приблизительно треть емкостей относительно земли С12=1/3С1е, а для воздушных сетей С12=0,2С1е.

Для наиболее распространенных трехжильных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией значение емкостных токов представлено в таблице 2.2

Если в сети имеются крупные электродвигатели напряжением 6 и 10 кВ, то следует учитывать их собственные емкостные токи. Емкостной ток электродвигателя при внешнем ОЗЗ можно ориентировочно определить по следующим формулам

При Uн=6 кВ Iсд=0,017.Sндв (2.13)

При Uн=10 кВ Iсд=0,03.Sндв где Sндв =Pн/(cosφн.ηн)

Таблица 2.2

Значение емкостных токов трехжильных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Сечение жил кабеля мм2 | Сеть 6 кВ | | Сеть 10 кВ |
| Uн=6кВ | Uн=10кВ |  |
| 16 | 0,40 | 0,35 | 0,55 |
| 25 | 0,50 | 0,40 | 0,65 |
| 35 | 0,58 | 0,45 | 0,72 |
| 50 | 0,68 | 0,50 | 0,80 |
| 70 | 0,80 | 0,58 | 0,92 |
| 95 | 0,90 | 0,68 | 1,04 |
| 120 | 1,00 | 0,75 | 1,16 |
| 150 | 1,10 | 0,85 | 1,30 |
| 185 | 1,25 | 0,95 | 1,47 |
| 240 | 1,45 | 1,10 | 1,70 |

Емкостной ток замыкания на землю в трехфазной сети определяется следующим выражением

Ic=√3.Uн.ω.сф.10-6 .L (2.14)

Где Uн- номинальное напряжение сети 35 000 В

ω=2 .π .ƒ- угловая частота сети – 314

Сф- удельная емкость сети одной фазы мкФ/км

L- длина линии, км.

Для сети напряжением 35 кВ при подстановке значений уравнение 1 примет вид

Ic=19 .Сф .L (2.15)

Расчетные значения емкости кабеля согласно техническим условиям (ТУ 3530-001-42747015-2005) на кабели с изоляцией пероксидносшиваемого полиэтилена на напряжения 6,10,15,20 и 35 кВ для сечений (1х150), (1х185) и (1х240) U=35 кВ соответственно равны 0,2; 0,22; 0,24 мкФ/км.

Тогда удельный емкостной ток (А/км) для этих сечений кабелей составит:

3,8 А- для (1х150);

4,18 А- для (1х185);

4,56 А- для (1х240).

Кроме этого в сети используются RC- цепочки. Согласно паспорту для них емкость на фазу одной цепи составляет С1ф=0,2 мкФ.

После реконструкции сети такие цепочки устанавливаются только на печных трансформаторах т.е. на каждую секцию будет приходиться дополнительная емкость С1ф=0,4 мкФ на фазу, это увеличит емкостной ток на каждой секции на

Ic=19. C1ф=19.0,4=7,6 А

Расчетные значения емкостных токов по секциям сети 35 кВ приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Расчет емкостных токов сети 35 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ячейки | Число жил и сечение кабеля | | Удельное значение | | | Длина кабельной линии, км | Емкостной ток, А |
| С1ф мкФ/км | | Ic, а/км |
| 1 секция |  | |  | |  |  |  |
| ячейка 2(ДСП-1) | 6(1х150) | | 0,2 | | 3,8(3,1\*) | 2х0,162 | 1,23(1,0\*) |
| ячейка 3(АПК-1) | 3(1х150) | | 0,2 | | 3,8(3,1\*) | 0,260 | 0,99(0,81\*) |
| ячейка 11(ФКУ-1) | 3(1х150) | | 0,2 | | 3,8(3,1\*) | 0,02 | 0,076(0,062\*) |
| ячейка 01(ФТК 1) | 3(1х150) | | 0,2 | | 3,8(3,1\*) | 0,07 | 0,266(0,22\*) |
| ячейка 04(секция выкл.) | 6(1х240) | | 0,24 | | 4,56(3,6\*) | 2х0,05 | 0,456(0,36\*) |
| Ячейка 06 (ввод Т1) | 9(1х185) | | 0,22 | | 4,18(3,3\*) | 3х0,14 | 1,756(1,39\*) |
| RC- цепочка (2 шт.) |  | | 2х0,2 | | 3,8(-) |  | 7,6 |
| Итого по первой секции | | | | | | | 12,37 А (3,85) А |
| 2 секция | | | | | | | |
| ячейка 17(ТРГ) | | 9(1х185) | 0,22 | 4,18(3,3\*) | | 3х0,135 | 1,693(1,34\*) |
| ячейка 14(ФКУ 2) | | 3(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 1х0,155 | 0,589(0,48\*) |
| ячейка 15(ФКЦ 3) | | 6(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 2х0,160 | 1,216(1,00\*) |
| ячейка 16(ФКЦ 4) | | 6(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 2х0,160 | 1,216(1,00\*) |
| ячейка 09(ДСП 2) | | 6(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 2х0,300 | 2,28(1,86\*) |
| ячейка 10(АПК 2) | | 3(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 1х0,300 | 1,14(0,93\*) |
| ячейка 12(ДГК 2) | | 3(1х150) | 0,2 | 3,8(3,1\*) | | 1х0,055 | 0,209(0,17\*) |
| ячейка 08 ячейка 13 | | 9(1х185) | 0,22 | 4,18(3,3\*) | | 3х0,007 | 0,088(0,075\*) |
| ячейка 07(ввод от Т2) | | 9(1х185) | 0,22 | 4,18(3,3\*) | | 3х0,075 | 0,940(0,74\*) |
| RC- цепочка – 2 шт. | | | 2х0,2 | 3,8(-) | | 3х0,075 | 7,6(-) |
| Итого по второй секции | | | | | | | 16,97 А, (7,59)А |

\*- расчетное значение по проекту реконструкции.

Суммарный емкостной ток двух секций 29,34 А. Как видно из расчетов согласно ПУЭ установка дугогасящих катушек необходима на обеих секциях, т.к. Ic>10 А.

2.3 Анализ режимов работы экранов кабельной сети 35 кВ при различных режимах работы сети

Распределительные сети выполняются одножильными кабелями из сшитого полиэтилена типа ПвВнг цепными линиями. Все кабели прокладываются в одной траншее горизонтально, как показано на рис. 2.3, от механических повреждений кабели защищены кирпичом на протяжении всех распределительных сетей.

Рассчитаем параметры кабеля ячейки 3 (АПК-1) ПвВнг-150 и ячейки 6 на вводе Т1 ПвВнг-185 На рис. 2.3 представлены геометрические размеры кабеля.

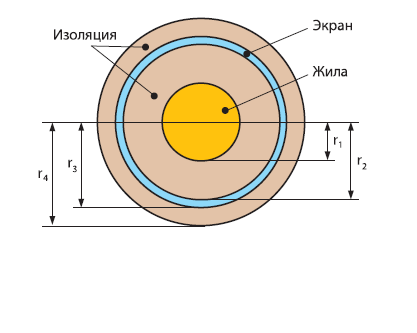


Рис. 2.3 Геометрические размеры кабеля

На ток и напряжения в экране каждой фазы будет влиять не только ток жилы этой фазы, но и токи жил и экранов соседних фаз. Учтем это, для чего обратимся к рис. 2.4

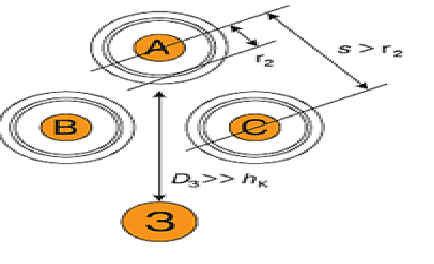


Рис 2.4 Группа из трех однофазных кабелей

Уравнения фазы А, описывающие взаимодействия на рис 2.4, следующие:

∆Uжа=ZжIжА+ZжэIэА+Zк(IжВ+IэВ)+Zк(IжС+IэС), (2.16)

∆Uэа=ZэIэА+ZжэIэА+Zк(IжВ+IэВ)+Zк(IжС+IэС). (2.17)

Ранее в однофазной постановке было получено, что для медных экранов Iэ ≈ Iж. Таким образом, справедливо (IжВ + IэВ) ≈ 0 и (IжС + IэС) ≈ 0, т.е. фазы В, С не могут компенсировать влияние тока фазы А. Следовательно, рассмотренный на примере однофазного кабеля механизм возникновения токов в экранах остается справедливым и для группы из трех однофазных кабелей.

Предположим, что имеет место симметричный режим IжА+ IжВ + IжС =О, при котором все же нет токов в экранах (заземленных по концам) трехфазной группы однофазных кабелей. Тогда из второго уравнения системы получим равенство которое может быть справедливо лишь в случае Zжэ = Zк.

О=∆UэА=ZжэIжА+ZкIжВ+ZкIжС (2.18)

Иными словами, фазы В и С могли бы полностью компенсировать ток в экране фазы А лишь только в том случае, когда они влияли бы на ток экрана фазы А так же хорошо, как это делает ток жилы фазы А.

Итак, токи и напряжения в экранах группы однофазных кабелей зависят от расстояния между кабелями, снижаясь с уменьшением этого расстояния. Размещать соседние кабели вплотную друг к другу нежелательно исходя из вопросов живности охлаждения кабеля. Поэтому заметные токи и напряжения в экранах присущи всем трехфазным группам однофазных кабелей в том случае, когда экраны заземлены с обоих концов кабеля.

Радикальными же способами снижения токов в экранах могут быть названы:

* применение трехфазных кабелей вместо однофазных;
* частичное разземление экранов;
* заземление экранов по концам кабеля с одновременным применением транспозицией экранов.

Частичное разземление экранов.

Самый простой способ борьбы с токами в экранах - это разземление экрана в одном из концов кабеля, как это показано на рис.2.5 В случае разземления экрана на его незаземленном конце относительно земли в нормальном режиме и при коротких замыканиях будет напряжение промышленной частоты. Пусть Uэ- наибольшее из всех режимов напряжение на экране относительно земли.

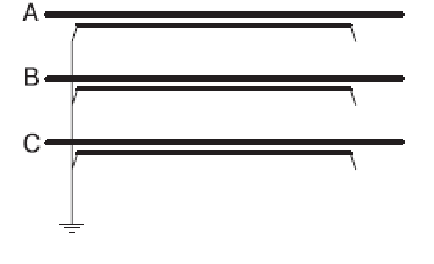


Рис. 2.5 Схема соединения экранов группы из трех однофазных кабелей в случае ,когда экран заземлен только с одной стороны.

Если для конкретного кабеля исключено прикосновение человека к экрану, то в качестве допустимого напряжения на экране можно принять то напряжение, которое отвечает прочности изоляции экрана, т.е. во всех режимах кабеля, имеющего незаземленный конец экрана, должно выполняться условие

Uэ < Uэдоп-1

где Uэдоп-1- допустимое напряжение промышленной частоты для изоляции экрана с точки зрения ее прочности.

Предположим, что в схеме рис. 2.5 имеет место превышение напряжением экрана допустимого значения. В этом случае можно предложить разделить экран кабеля на К несоединенных друг с другом секций равной длины, в каждой из которых экран заземлить лишь один раз (см. рис. 2.6, где показано К=2).

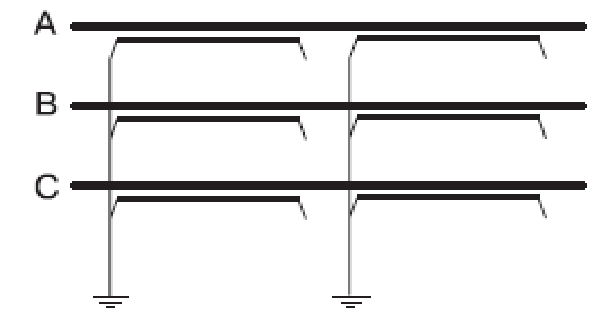


Рис 2.6. Схема соединения экранов группы из трех однофазных кабелей в случае, когда экран разделен на секции, заземленные один раз.

При большом числе секций К схема рис.2.6 теоретически эффективна, но практически трудно реализуема. Дело в том, что если по концам кабельной линии. как правило, имеются заземляющие устройства, к которым можно присоединить экраны кабеля, то на трассе таких устройств нет, и их надо предусматривать тем большем количестве, чем больше К. Поэтому более удобной следует признать схему рис. 2.7, которая:

* требует меньшего количества заземляющих устройства;
* безопаснее для персонала.

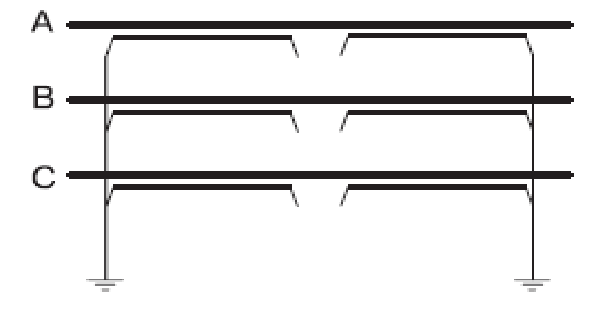


Рис. 2.7 Схема соединения экранов группы из трех однофазных кабелей в случае, когда экран разделен на две секции, заземленные один раз со стороны концевых подстанций

С учетом справочных данных определим расчетные параметры кабеля и сведем их в таблицу.

Таблица 2.5 Данные для расчета параметров кабеля ПвВнг

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | (150х1) | (185х1) | (240х1) |
| внешний радиус жилы, r1 м | 8 • 10-3 | 9 • 10-3 | 10 • 10-3 |
| внутренний радиус экрана, r2 м | 19,3 • 10-3 | 20,3 • 10-3 | 21,3 • 10-3 |
| внешний радиус экрана, r3 м | 19,5 • 10-3 | 20,5 • 10-3 | 21,5 • 10-3 |
| внешний радиус кабеля, r4 м | 21 • 10-3 | 22 • 10-3 | 23• 10-3 |
| относительная диэлектрическая проницаемость изоляции между жилой и экраном, εг (о.е.) | 24 | 24 | 24 |
| относительная диэлектрическая проницаемость изоляции экрана, ε2 (о.е.) | 24 | 24 | 24 |
| расстояние между осями соседних фаз в случае расположения в вершинах равностороннего треугольника, S м | 42 • 10-3 | 44 • 10-3 | 46 • 10-3 |
| глубина заложения кабеля, h м | 1 | 1 | 1 |
| длина кабеля, м | 260 | 140 | 50 |
| частота напряжений и токов,F Гц | 50 | 50 | 50 |
| удельное сопротивление материала, рж и рэ (Ом • м) | 2 •10-8 | 2 •10-8 | 2 •10-8 |
| Сечение жилы, Fж м2 | 0,15 •10-3 | 0,185 •10-3 | 0,24 •10-3 |
| Сечение экрана, F3 м2 | 0,025 • 10-3 | 0,025 • 10-3 | 0,025 • 10-3 |
| Абсолютная магнитная проницаемость вакуума, μо Гн/м | 12,56 • 10-7 | 12,56 • 10-7 | 12,56 • 10-7 |
| Круговая частота напряжений и токов, ω рад/с | 314 | 314 | 314 |

Таблица 2.6 Основные электрические параметры кабеля ПвВнг

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | (1х150) | (1х185) | (1х240) |
| Активное сопротивление жилы(Ом/м) Rж=ρ. | 1,3 • 10-4 | 1,1 • 10-4 | 0,83 • 10-4 |
| Активное сопротивление экрана(Ом/м) Rэ=ρ. | 8 • 10-4 | 8 • 10-4 | 8 • 10-4 |
| Активное сопротивление земли(Ом/м) Rз=.μо.f | 4,92 • 10-5 | 4,92 • 10-5 | 4,92 • 10-5 |
| Собственная индуктивность жилы(Гн/м) Lж= | 2,6 • 10-6 | 2,6 • 10-6 | 2,6 • 10-6 |
| Эквивалентная глубина (м) Dз | 3566 | 3566 | 3566 |
| Собственная индуктивность экрана(Гн/м) Lэ= | 2,4 • 10-6 | 2,4 • 10-6 | 2,4 • 10-6 |
| Взаимная индуктивность между жилой (экраном) и соседним кабелем(Гн/м) Мк= | 18 • 10-7 | 18 • 10-7 | 18 • 10-7 |
| Взаимная индуктивность между жилой и экраном одного и того же кабеля. Мжэ= | 3,2 • 10-6 | 3,2 • 10-6 | 3,2 • 10-6 |
| Емкость между жилой и экраном(Ф/м) Сжэ= | 1,51 • 10-10 | 1,64 • 10-10 | 1,76 • 10-10 |
| Емкость между экраном и землей(Ф/м) Сэ= | 18 • 10-10 | 19 • 10-10 | 19,8 • 10-10 |

В таблице 2.7 представлены расчеты собственных и взаимных погонных сопротивлений кабеля.

Таблица 2.7 Собственные и взаимные погонные сопротивления кабеля

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Величина | Формула | ПвВнг(1х150) | ПвВнг(1х185) | ПвВнг(1х240) |
| Собственное сопротивление жилы (Ом / м) | Z\*ж = R\*3+R\*ж+j.ω.L\*ж | 0,83.10-3 | 0,83.10-3 | 0,83.10-3 |
| Собственное сопротивление экрана (Ом / м) | Z\*э = R\*з + R\*э + j.ω.L\*э | 1,16.10-3 | 1,11.10-3 | 1,08.10-3 |
| Взаимное сопротивление жилы (экрана) и соседнего кабеля (Ом / м) | Z\*к=R\*з+ j.ω.М\*к | 5,67.10-4 | 5,67.10-4 | 5,67.10-4 |
| Взаимное сопротивление между жилой и экраном одного и того же кабеля (Ом / м) | Z\*жэ= R\*3+ j.ω.М\*эж | 1.10-3 | 1.10-3 | 1.10-3 |

При определении параметров кабеля (табл. 2.6-2.7) были сделаны следующие допущения:

* геометрия расположения в пространстве трехфазной системы кабелей такова, что s » гЗ;
* экран кабеля упрощенно считаем таким, что г3 » (г3 - г2), это позволяет пренебречь конечной толщиной экрана и в расчетах использовать лишь его внутренний радиус;
* пренебрегаем токами смещения в земле;
* пренебрегаем эффектом близости на промышленной частоте, считая активные сопротивления жил и экранов как на постоянном токе.

Для определения погонных продольных активно-индуктивных сопротивлений трехфазной системы однофазных кабелей, которые используются в расчетах нормальных и аварийных режимов работы сети, необходимо указать состояние экрана кабеля (граничные условия), от которого эти параметры зависят (табл. 2.8): пренебрегая токами в начале кабеля и сопротивлением заземления экрана.

Таблица 2.8

|  |  |
| --- | --- |
| Состояние экрана | Граничные условия |
| 1. Разземлен | IЭА = 0 |
|  | Iэв = 0 |
|  | Iэс = 0 |
| 2. Заземлен с одной стороны | IЭА = 0 |
|  | Iэв = 0 |
|  | Iэс = 0 |
| 3. Заземлен с двух сторон | ∆UЭА=0 |
|  | ∆UЭВ=0 |
|  | ∆UЭС=0 |

При этом дополнительные условия определяются расчетом и заносятся в таблицу 2.9

Таблица 2.9 Расчетные дополнительные условия

|  |  |
| --- | --- |
| Решаемая задача | Дополнительные условия |
| Определение токов и напряжений в экране кабеля в нормальном режиме | IЖА + Iжв + IЖС = 0  IЭА + Iэв + IЭС = 0 |
| Определение токов и напряжений в экране кабеля в аварийном режиме (внешнее по отношению к кабелю трехфазное короткое замыкание) | IЖА + Iжв + IЖС = 0  IЭА + Iэв + IЭС = 0 |

Исходя из заданных условий примем для расчета Iж=10 кА а напряжение экрана относительно земли равным испытательному напряжению защитной оболочки экрана Uэ= 5кВ

Напряжение (В) наводимое на экран кабеля относительно земли в нормальном режиме работы приведено в таблице 2.10

Таблица 2.10

Значение наведенных напряжений экрана относительно земли

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Состояние экрана | Формула | ПвВнг(1х150) | ПвВнг(1х185) | ПвВнг(1х240) |
| Разземлен | . Uж | 387 В | 395 В | 408 В |
| Заземлен с одной стороны | (Zжэ-Zк).l.lж | 63 В | 34 В | 12 В |
| Заземлен с двух сторон |  | 0 В | 0 В | 0 В |

Напряжение (В) наводимое на экран кабеля относительно земли в аварийном режиме трехфазного замыкания вне кабеля приведено в таблице 2.11

Таблица 2.11

Величина напряжения экрана относительно земли при внешнем к.з

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Состояние экрана | Формула | ПвВнг(1х150) | ПвВнг(1х185) | ПвВнг(1х240) |
| Разземлен | . Uж | 387 В | 395 В | 408 В |
| Заземлен с одной стороны | (Zжэ-Zк).l.lж | 1131 В | 609 В | 218 В |
| Заземлен с двух сторон |  | 0 В | 0 В | 0 В |

Аналогично определяем токи в экранах при различных режимах работы сети:

Ток в экранах фаз кабеля в нормальном режиме

Таблица 2.12 Величина тока в экранах фаз кабеля

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Состояние экрана | Формула | (1х150) | (1х185) | (1х240) |
| Разземлен |  | 0 | 0 | 0 |
| Заземлен с одной стороны | IэА=j.ω.(Cжэ.l).UжА  IэВ=j.ω.(Cжэ.l).UжВ  IэС=j.ω.(Cжэ.l).UжС | 0,06 А | 0,036 А | 0,002 А |
| Заземлен с двух сторон | IэА= - .IжА  IэВ= - .IжВ  IэС= - .IжС | 286 А | 308 А | 319 А |

Токи в экранах фаз кабеля в аварийном режиме представлены в таблице 2.13

Таблица 2.13 Величина тока в экранах фаз кабеля

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Состояние экрана | Формула | (1х150) | (1х185) | (1х240) |
| Разземлен |  | 0 | 0 | 0 |
| Заземлен с одной стороны | IэА=j.ω.(Cжэ.l).UжА  IэВ=j.ω.(Cжэ.l).UжВ  IэС=j.ω.(Cжэ.l).UжС | 0,06А | 0,036 А | 0,002 А |
| Заземлен с двух сторон | IэА= - .IжА  IэВ= - .IжВ  IэС= - .IжС | 5111 А | 5491 А | 5699 А |

Вывод: в нормальном режиме (по таблице 2.10) напряжение наводимое на разземленном конце кабеля марки ПвВнг составляет 387 В для сечения жилы 150 мм2, 395 В для сечения жилы 185 мм2 ,408 В для сечения жилы 240 мм2 , что допустимо для изоляции экрана. В аварийном режиме получили 1131 для сечения жилы 150 мм2, 609 для сечения жилы 185 мм2, 218 для сечения жилы 240 мм2 , что не допустимо для изоляции экрана.

Если экран кабеля заземлен на обоих его концах, то (по таблице 2.12) получим токи: 286 А для сечения жилы 150 мм2, 308 А для сечения жилы 185 мм2,319 А для сечения жилы 240 мм2. Что недопустимо при малом сечении экрана 25 мм2 по сравнению с сечением жилы 240 мм2.

Если кабель разземлить с обеих сторон то при этом нужно выполнить дополнительную изоляцию экранов. При таком способе заземления экранов ток в экране отсутствует, а значит и отсутствует дополнительный нагрев кабеля.

Если кабель разземлить с одной стороны, то в этом случае нужно выполнить дополнительную изоляцию экранов на разземленном участке. Ток при этом способе практически отсутствует и его можно не учитывать.

2.4 Выбор оптимального режима нейтрали сети

Способ заземления нейтрали сети является достаточно важной характеристикой. Он определяет:

ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;

схему построения релейной защиты от замыканий на землю;

уровень изоляции электрооборудования;

выбор аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений (ограничителей перенапряжений);

бесперебойность электроснабжения;

допустимое сопротивление контура заземления подстанции;

безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Расчетные значения емкостных токов по секциям сети 35 кВ

Таблица 2.14

|  |  |
| --- | --- |
|  | Емкостной ток, А |
| Итого по первой секции | 12,37 А |
| Итого по второй секции | 16,97 А |

Суммарный емкостной ток двух секций 29,34 А. Как видно из расчетов согласно ПУЭ установка дугогасящих катушек необходима на обеих секциях, т.к. Ic>10 А.

Для заданной сети определена нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор.

Этот способ заземления нейтрали, как правило, находит применение в разветвленных кабельных сетях промышленных предприятий и городов. При этом способе нейтральную точку сети получают, используя специальный трансформатор. В России режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор применяется в основном в разветвленных кабельных сетях с большими емкостными токами. Кабельная изоляция в отличие от воздушной не является самовосстанавливающейся. То есть, однажды возникнув, повреждение не устранится, даже несмотря на практически полную компенсацию (отсутствие) тока в месте повреждения.

3. Выбор оборудования комплекса заземления нейтрали сети 35 кВ

3.1 Методика выбора параметров комплекса заземления нейтрали

Методика выбора числа и мощности компенсирующих аппаратов

После определения емкостного тока замыкания на землю электрически соединенных частей системы решается вопрос выбора числа компенсирующих катушек.

Задача выбора числа компенсирующих катушек является многовариантной и зависит от сложности системы и от эксплуатационных требований.

В небольших системах чаще рассматривается вариант установки одного компенсирующего аппарата (КА) с подключением его к подходящей нейтрали трансформатора и если нет подходящей нейтрали трансформатора применяют заземляющий трансформатор.

В более сложных системах рекомендуется применять несколько катушек. При этом учитываются возможности разделения системы (автоматически или оперативными переключениями). Катушки должны быть установлены так, чтобы автоматически сохранялась удовлетворительная компенсация отдельных частей системы в этих случаях.

Иногда распределение компенсирующей мощности между отдельными аппаратами целесообразно по эксплуатационным соображениям. В данном случае это решение будет более важным, чем некоторая экономия, получаемая при концентрации всей мощности в одной единице.

Мощность КА определяется минимальной и максимальной величиной компенсирующего тока, который зависит от изменения конфигурации системы и учета будущего развития системы.

Дугогасящие катушки выпускаются регулируемые (с переключением отпаек и с непрерывным регулированием тока) и нерегулируемые. Ранее отдельные катушки выполнялись с соотношением минимального и максимального значений токов 1:2 и интервалом между отпайками примерно 10%. Сейчас выпускаются катушки с соотношением 1:4 и более. В данный момент в распределительных сетях используются такие реакторы как:

1. Чешские плавнорегулируемые дугогасящие реакторы (ДГР) ZTC. Эти ДГР отличаются следующими качествами:

Точной настройкой на емкостный ток сети;

Высоким качеством исполнения узлов и механизмов;

Широким диапазоном регулирования токов.

1. Наряду с ДГР типа ZTC применяются в эксплуатации отечественные плавнорегулируемые ДГР типа РЗДПОМ. Однако диапазон токов регулирования отечественных ДГР значительно меньше, а учитывая значительные колебания емкостных токов в течение суток, это является сдерживающим фактором их применения.
2. Также в энергосистемах применяются дугогасящие реакторы с под- магничиванием типа РУОМ с соответствующими устройствами автоматики САНК. По эксплуатации этих ДГР можно отметить следующее:

* отследить правильную работу САНК и соответственно РУОМ крайне затруднительно, если вообще это возможно в эксплуатации, в отличие от плавнорегулируемых плунжерных ДГР и соответствующих устройств автоматики, работающих на «фазовом принципе»;
* каких-либо данных о генерировании РУОМ высших гармоник, описанных в различной литературе, нет, т.к. исследования в сети, в которой они установлены, не проводилось;

Целесообразно рассматривать вариант установки двух дугогасящих катушек в различные номинальные точки, но с суммарным значением полного тока.

Реакторы с плавным регулированием тока устанавливаются только в узловых точках, где контролируется настройка всей системы и тем самым полностью используется преимущества плавного регулирования.

Мощность дугогасящих катушек оценивается временем работы с номинальной нагрузкой, т.е. временем работы системы с заземленной фазой.

В Европе часто рассчитывают на двухчасовую продолжительность, имея ввиду, что только в редких случаях замыкание на землю не ликвидируется за это время.

Если работа с устойчивым замыканием на землю не предполагается, обычно принимается 10-минутная продолжительность, которая дает достаточный запас термической устойчивости, даже если замыкания на землю повторяются через короткие промежутки времени.

По европейским стандартам номинальная мощность катушек определяется условием длительной и двух часовой работой с полной нагрузкой, предполагая при этом возможность появления максимальной допустимой температуры нагрева, но с принятием мер чтобы такие случаи были редкими и непродолжительными. Так по стандарту IEC289 тепловой режим определяют по условиям работы ДГР с номинальной мощностью не более 90 дней в году. Поэтому допустимая граница температур принимается выше чем для трансформаторов работающих длительно с номинальной нагрузкой Европейская практика устанавливает верхние границы температуры +70°С для масла и +80°С для меди, а окружающая температура не должна превышать +35°С.

Дугогасящая аппаратура, как правило, выполняется с естественным масляным охлаждением. Для непродолжительного режима работы ДА с большой нагрузкой выполняют интенсивное охлаждение при помощи вентиляторов, которые включают, когда система находится в работе с замыканием на землю. Это специализированные дугогасящие аппараты большой мощности.

По Европейским стандартам работа ДГР с номинальной нагрузкой установлена в 10 минут для систем, снабженных средствами для обнаружения места замыкания на землю и отключения поврежденного участка. Определение мощности по более короткому времени работы не рекомендуется, во-первых, потому, что дугогасящий аппарат должен выдерживать несколько следующих друг и другом замыканий на землю, во-вторых, потому, что возможна работа такого аппарата в системе, имеющей смещение нейтрали до 15 % номинального фазного напряжения. Это постоянно действующее напряжение вызывает протекание тока через ДГР. Дугогасящая катушка, которая может продолжительно пропускать 3% ее номинального тока на любой отпайке без превышения допустимой температуры, будет автоматически пригодна для работы со 100%-ным током в течение 10 мин. Предельные температуры при этом имеют следующие величины: для масла превышение 55-60°С (в зависимости от сорта масла); для меди - до 125°С над температурой окружающей среды. В нормальном режиме (до замыкания на землю) температура обмоток ДГР не должна превышать 55°С. Это исходная температура учитывается при расчетах 10-минутной мощности. Опыт эксплуатации показывает, что эти температуры обеспечивают нормальный срок службы аппаратов, если в среднем аппарат работает с полной нагрузкой 5 раз в год.

Мощность заземляющих и других вспомогательных аппаратов рассчитываются исходя из выше описанных режимов работы ДГР, с учетом дополнительных увеличений токов при использовании шунтирующих резисторов для надежного срабатывания защиты от замыканий на землю. Обычно это время не превышает нескольких секунд, но с учетом возможных ряда последовательных замыканий на землю на различных линиях расчетное время действия повышенных токов принято 1 минута.

Класс изоляции дугогасящего аппарата должен соответствовать линейному напряжению системы, а заземляющего вывода компенсирующего устройства для систем напряжения ниже 25 кВ не менее 8,66 кВ, а для систем UH > 25 кВ не ниже 15 кВ.

Мощность реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет.

При отсутствии данных о развитие сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25%.

Расчетная мощность реакторов QK (кВхА) определяется по формуле

Qk = Ic (3.1)



где Uном - номинальное напряжение сети, кВ

1С - емкостный ток замыкания на землю, А.

При применении в сети дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока количество и мощность реакторов следует выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети с тем, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех возможных схемах сети.

При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

Вспомогательное оборудование (линейные выключатели, шунтирующие сопротивления, трансформаторы напряжения, разъединители, шины и др.) должны иметь ту же изоляцию, что и дугогасящий аппарат.

Схема включения компенсирующих устройств и вспомогательного оборудования.

Подключение дугогасящих катушек осуществляется двумя способами:

* К нейтрали силовых трансформаторов или к нулевой шине на которую подключены нулевые выводы одного или нескольких силовых трансформаторов.
* По схеме с использованием заземляющего трансформатора с соединением обмоток в зигзаг или звезда-треугольник.

3.2 Выбор схемы и оборудования комплекса заземления нейтрали

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации режим заземления нейтрали сетей 6-35 кВ через дугогасящие реакторы четко прописан. Так в пункте 5.11.10 четко сказано:

«Дугогасящие аппараты должны иметь резонансную настройку. Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки не более 5%. Работа с недокомпенсацией емкостного тока, как правило, не допускается».

А в п. 5.11.12 ПТЭ сказано, что: «В сетях 6-10 кВ, как правило, должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой компенсации.

При компенсации дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации».

На основании этого и рекомендаций по результатам исследования приведенных ранее для условий рассматриваемой подстанции выбираем дугогасящие реакторы плунжерного типа обеспечивающие плавное регулирование компенсируемого тока ASR чешского производства, которые хорошо себя зарекомендовали при эксплуатации в условиях распределительных сетей России.

Так как в распределительной сети нет точки возможного подключения к нейтрали сети 35 кВ, т.к. питающий трансформатор имеет схему соединения «звезда-треугольник», трансформаторы собственных нужд со схемой соединения «звезда-звезда с нулем» не имеет вывода нейтрали на стороне 35 кВ и имеет ограниченную мощность, то предусматриваем установку дополнительного трансформатора для подключения дугогасящей катушки. Наиболее полно отвечает требованиям к этому трансформатору конструкция со схемой соединения «зигзаг» с выведенным нулем. Поскольку наша промышленность не выпускает таких трансформаторов то выбираем трансформатор типа TEGE фирмы EGE, т.к. эта же фирма выпускает комплект оборудования по компенсации емкостных токов, включая и автоматический регулятор типа REG-DP немецкой фирмы a-eberle, обеспечивающий автоматическую настройку ДГК в резонанс с емкостным током замыкания на землю.

Подключение ДГК к нейтрали с использованием трансформатора осуществляется кабелем марки ПвВнг.

Заземление ДГК выполняется путем присоединения заземляющего проводника от общего контура заземления подстанции к болтам заземления ДГК через кабельную вставку кабелем марки ПвВнг.

Дугогасящий реактор и вспомогательный трансформатор в соответствии с требованиями ПУЭ должны иметь сплошное сетчатое ограждение высотой не менее 2 м, расстояние от элементов конструкции комплекса до ограждения должно быть не менее указанного в ПУЭ. При этом ДГК и трансформатор должны устанавливаться на фундаменте с небольшим превышением над уровнем планировки.

Присоединительный трансформатор ДГК включается на резервные ячейки РУ-6 кВ, оборудованные выключателями, с помощью кабелей марки ПвВнг, докладываемого в кабельных каналах подстанции или открыто в лотках. Для подключения привода ДГК, автоматического регулятора и связей и контактных цепей ДГК, трансформатора, регулятора осуществляется контрольными кабелями марки ПвВнг.

Мощность дугогасящего реактора должна быть не менее:

SДГК=Ic.Uн/√3=16,97.35/√3=343 кВА.

Выбираем плавнорегулируемый автоматический дугогасящий реактор ASR1.0 35 кВ:

Таблица 3.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип реактора | Мощность реактора, кВА | Номинальное напряжение сети, кВ | Номинальное напряжение реактора, кВ | Диапазон тока компенсации, А |
| ASR 1.0 | 500 | 35 | 20,2 | 2-21 |

Измерительный трансформатор тока:

Трансформатор тока обеспечивает измерение тока через дугогасящий реактор. Он размещен на заземляемом выводе главной обмотки и подключен к проходным изоляторам на крышке бака. (обозначены k, I). Параметры трансформатора тока:

• номинальный ток 5 A или 1 A

• класс 1

• мощность 30 ВА

Реле Бухгольца

Реле Бухольца предназначено для контроля состояния оборудования с жидкой изоляцией (трансформаторы, дугогасящие реакторы), оснащенного расширительным бачком. Реле реагирует на газообразование (разложение изоляции) внутри защищаемого оборудования. Реле Бухольца, установленное на реакторе, изготовлено согласно DIN 42566.

Таблица 3.2

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальное напряжение | 12В ... 250В перем. или пост. ток |
| Номинальный ток | 0,05A до 2,00A перем. или пост. ток |
| Температура окружающей среды | -45°С до +55°С |
| Степень защиты | IP 54 |
| Отзыв отключающей системы в случае | Накопления газа: 200 см3 ... 300 см3 |
| Поток изолирующей жидкости: 0,65 м/с ± 15% ... 3,00 м/с ± 15% |

Мощность присоединительного трансформатора

Как ранее установлено, присоединительный трансформатор со схемой соединения «зигзаг» выбирается мощностью 1,15 SДГК, т.е.

S3T=1,15 SДГК =1,15. 343=394,5 кВА

По каталогу фирмы EGE выбираем трансформатор типа TEGE-500 кВА Технические характеристики.

Масляный трансформатор TEGE мощностью 500 кВА на напряжение 35 кВ. Предназначен для эксплуатации:

в районах с умеренным климатом;

при температуре окружающего воздуха в диапазоне от - 40 °С до + 40 °С;

на открытом воздухе;

при относительной влажности воздуха до 80%;

на высоте не выше 1000 м над уровнем моря;

в окружающей среде, не содержащей токопроводящей пыли и агрессивных газов и паров в концентрациях, вызывающих разрушение изоляции и металлических частей. Габаритные размеры представлены на рис. 3.1

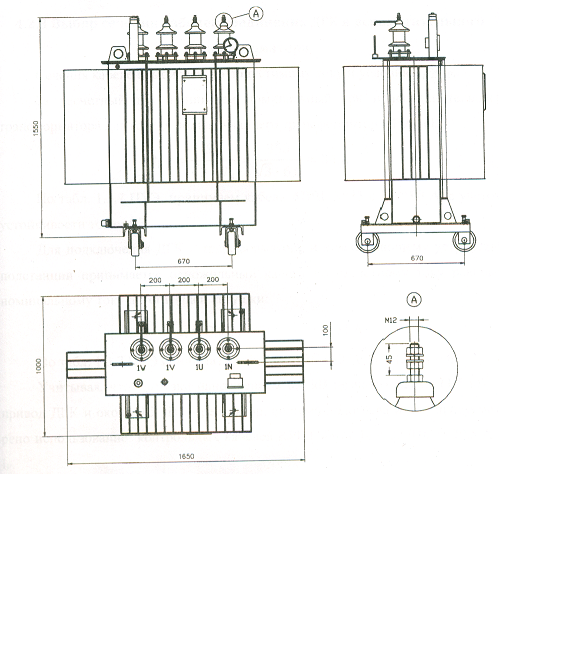


Рис. 3.1 Габаритные размеры заземляющего трансформатора.

Выбор сечения кабелей соединения ДГК и вспомогательного трансформатора.

Сечения кабелей выбираем по допустимому току и условию Iд> IР. За расчетный ток принимаем номинальный ток присоединительного трансформатора для кабеля подключающего трансформатор к РУ-35кВ:

SH = 394,5 кВА

Iнт= = 6,5А



По стойкости к Iк.з.

Iкз===113 А



По табл. 1.3.6 ПУЭ принимаем кабель ПвВнг 3x25 с 1д = 140 А, с учетом устойчивости токам КЗ.

Для подключения ДГК к трансформатору и к заземляющему устройству подстанции принимается одножильный кабель по расчетному току равному номинальному току дугогасящей катушки:

Ip= SДГК /Uф=343. = 17 А



По табл. 1.3.6 ПУЭ принимаем кабель ПвВнг 1x1,5 с 1д =23 А > 1Р.

Схема подключения компенсирующих аппаратов и вспомогательного оборудования представлена на рисунке 3.2.

Выбранный по проекту реактор дугогасящий плунжерный с плавным регулированием ASR-10/500 кВА с диапазоном регулирования емкостного тока 2-21 А может быть использован в сетях 35 кВ.



Рис 3.2 Схема подключения компенсирующих аппаратов и вспомогательного оборудования