

---

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ПАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-  
29.240.01.221-2016**

---

**Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ  
от грозовых и внутренних перенапряжений**

Стандарт организации

Дата введения: 16.05.2016

ПАО «ФСК ЕЭС»  
2016

## **Предисловие**

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

### **Сведения о стандарте организации**

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ФГБОУ ВПО «СПбГПУ».
2. ВНЕСЁН: Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:  
Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.05.2016 № 155.
4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: [vaga-na@fsk-ees.ru](mailto:vaga-na@fsk-ees.ru).

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «ФСК ЕЭС».

## Содержание

1 Область применения.....	4
2 Нормативные ссылки.....	4
3 Термины, определения, обозначения и сокращения .....	5
3.1 Термины и определения .....	5
3.2 Обозначения и сокращения .....	8
4 Общие положения.....	9
5 Защита от квазистационарных повышений напряжения сетей 110 - 750 кВ.....	9
6 Защита от резонансных повышений напряжения сетей 110 - 750 кВ .....	11
Защита от резонансных повышений напряжения сетей 110 - 750 кВ базируется на требованиях СТО 56947007-29.240.10.191-2014 «Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ» [9].....	11
6.1 Защита от феррорезонансных повышений напряжения в неполнофазных режимах электрических сетей напряжением 110 кВ .....	11
6.2 Защита от феррорезонансных повышений напряжения в РУ напряжением 220 – 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения .....	12
6.3 Защита от резонансных повышений напряжения в неполнофазных режимах ВЛ напряжением 330 – 750 кВ.....	15
6.4 Защита от резонансных повышений напряжения на отключенной фазе при ОАПВ на электропередачах напряжением 330 - 750 кВ.....	15
6.5 Защита от резонансных повышений напряжений на второй гармонике в электропередачах 500-750 кВ с ШП .....	16
7 Защита от прямых ударов молнии РУ и ПС 110 - 750 кВ.....	17
7.1 Выбор системы молниеотводов для защиты РУ и ПС от прямых ударов молнии. Зоны защиты молниеотводов .....	17
7.2 Защита от прямых ударов молнии ОРУ ПС .....	18
7.3 Защита от прямых ударов молнии ЗРУ ПС .....	21
8 Защита РУ и ПС от коммутационных перенапряжений и набегающих с ВЛ грозовых волн .....	24
8.1 Защита ОРУ и ПС .....	24
8.2 Защита подходов ВЛ к ОРУ ПС .....	29
8.3 Защита разземленной нейтрали трансформаторов 110 - 220 кВ.....	30
9 Молниезащита ВЛ .....	31
Приложение А (справочное) Емкости конденсаторов, шунтирующих контакты выключателей.....	37
Приложение Б (справочное) Выбор молниеотвода .....	38
Приложение В (справочное) Наименьшее расстояние между проводами или между проводами и тросами при пересечении ВЛ между собой и с ВЛ более низкого напряжения.....	45
Библиография .....	46

## **1 Область применения**

Настоящий Стандарт распространяется на защиту электрических сетей переменного тока частоты 50 Гц номинального напряжения 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

Стандарт включает руководство по защите сетей 110-750 кВ от квазистационарных и резонансных повышений напряжения, коммутационных перенапряжений, прямых ударов молнии и набегающих с ВЛ на ПС грозовых волн.

Требования настоящего стандарта распространяются на защиту от грозовых и внутренних перенапряжений на вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и реконструкции энергообъекты.

Стандарт не распространяется на выбор изоляционных расстояний в РУ и на опорах ВЛ.

Положения настоящего стандарта предназначены для применения проектными организациями, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями.

## **2 Нормативные ссылки**

ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (с Изменениями № 1 – 3).

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 9920-89 (СТ СЭВ 6465-88, МЭК 815-86, МЭК 694-80) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1 – 5).

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.

ГОСТ Р 52725-07 Ограничители перенапряжения нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.

ГОСТ Р 53735.5-09 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению.

### **3 Термины, определения, обозначения и сокращения**

#### **3.1 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1.1 Грозовые перенапряжения:** Перенапряжения, возникающие как следствие удара молнии.

**3.1.2 Грозоупорность ВЛ:** Число грозových отключений, отнесенное к 100 км длины линии и к продолжительности гроз в часах: фактической или базовой, равной 100 грозovým часам.

**3.1.3 Заземление:** Преднамеренное электрическое соединение какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством.

**3.1.4 Защитный уровень ограничителя при грозовом импульсе:** Максимальное остающееся напряжение при номинальном разрядном токе.

**3.1.5 Изолированная нейтраль:** Нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

**3.1.6 Импульс:** Униполярная волна напряжения или тока, возрастающая без заметных колебаний с большой скоростью до максимального значения и уменьшающаяся, обычно с меньшей скоростью, до нуля с небольшими, если это будет иметь место, переходами в противоположную полярность.

Примечание. Параметрами, определяющими импульсы напряжения или тока, являются полярность, максимальное значение (амплитуда), условная длительность фронта и условная длительность импульса.

**3.1.7 Импульсное сопротивление заземлителя;  $R_{\text{И}}$ :** Отношение амплитуды напряжения на заземлителе (в месте ввода тока) к амплитуде импульса тока.

**3.1.8 Квазистационарные (временные) перенапряжения:** Перенапряжения промышленной или близкой к ней частоты, а также перенапряжения на высших и низших гармониках, не затухающие или слабо затухающие, возникающие как следствие изменения схемы сети.

**3.1.9 Коммутационные перенапряжения:** Перенапряжения, существующие во время переходных процессов при коммутациях элементов сети, сопровождающих внезапное изменение схемы или режима.

**3.1.10 Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети:** Отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

**3.1.11 Молниеотвод:** Устройство защиты от прямых ударов молнии, состоящее из молниеприемника, токоотводов (токоотвода) и заземлителей (заземлителя).

**3.1.12 Молниеприемник:** Часть молниеотвода, предназначенная для перехвата молнии.

**3.1.13 Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН;**  $U_{НР}$ : Наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН в течение всего срока его службы и которое не приводит к повреждению или термической неустойчивости ОПН.

**3.1.14 Номинальный разрядный ток ОПН;**  $I_{Н}$ : Максимальное (амплитудное) значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН.

**3.1.15 Нормативный документ;** **НД:** Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся электрооборудования, включает понятия технические условия, техническое задание, техническая спецификация и другие документы на поставку продукции.

**3.1.16 Ограничитель перенапряжений нелинейный; ОПН:** Аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Примечание. Представляет собой последовательно и/или параллельно соединенные металлооксидные варисторы без каких-либо последовательных или параллельных искровых промежутков, заключенные в изоляционный корпус.

**3.1.17 Остающееся напряжение ОПН;**  $U_{ост}$ : Максимальное значение напряжения на ограничителе при протекании через него импульсного тока с заданной амплитудой и формой импульса.

**3.1.18 Перенапряжение:** Повышение напряжения выше наибольшего рабочего напряжения, установленного для данного электрооборудования.

**3.1.19 Перенапряжения переходного феррорезонанса:** Перенапряжения, возникающие при коммутации невозбужденного трансформатора и линии на частоте близкой к собственной частоте схемы сети.

Примечание. Время существования этого режима определяется временем установления режима в магнитной цепи трансформатора.

**3.1.20 Подстанция; ПС:** Электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств по ГОСТ 19431.

**3.1.21 Показатель надежности молниезащиты защищаемого оборудования РУ от набегающих с ВЛ грозовых волн;**  $T_{н.в}$ : Средняя повторяемость (в годах) опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом аппарате или на ПС в целом от набегающих с ВЛ грозовых волн.

**3.1.22 Предвключенный реактанс системы:** Сопротивление системы в схеме замещения источника питания, определяемое параметрами питающей сети.

Примечание. Реактанс системы, определяется по токам однофазного и трехфазного КЗ при отключенной коммутируемой линии.

**3.1.23 Распределительное устройство; РУ:** Электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии одного класса напряжения и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины,

вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики, телемеханики, связи и измерений.

**3.1.24 Резонансные (феррорезонансные) повышения напряжения:** Повышения напряжения, вызванные резонансными колебаниями в цепи с линейными (нелинейными) элементами.

**3.1.25 Сопротивление заземляющего устройства:** Отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

**3.1.26 Термическая неустойчивость ОПН:** Состояние, при котором выделяющаяся в ОПН мощность превышает его способность рассеивания тепла, что приводит к росту температуры ограничителя, потере его тепловой стабильности и разрушению.

**3.1.27 Токоотвод (спуск):** Часть молниеотвода, предназначенная для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю.

**3.1.28 Ток пропускной способности ОПН;  $I_{пр}$ :** Нормируемое изготовителем максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс.

Примечание. ОПН должен выдержать 18 таких воздействий с принятой последовательностью их приложения без потери рабочих качеств.

**3.1.29 Установившийся режим электрической цепи:** Режим электрической цепи, при котором электродвижущие силы, электрические напряжения и электрические токи в электрической цепи являются постоянными или периодическими.

**3.1.30 Устройства защиты от перенапряжений:** Устройства молниезащиты от прямых ударов молнии (молниеотводы и заземляющие устройства) и комплекс электрооборудования, ограничивающие перенапряжения до безопасного для изоляции электрооборудования значения, с рекомендациями по их расстановке в распределительном устройстве (РУ) и подходах ВЛ к подстанциям (ПС) и мероприятиями по ограничению длительности перенапряжений.

**3.1.31 Распределительное устройство открытое; ОРУ:** Распределительное устройство, где все или основное оборудование расположено на открытом воздухе.

**3.1.32 Распределительное устройство закрытое; ЗРУ:** Распределительное устройство, оборудование которого расположено в здании.

**3.1.33 Характеристика «напряжение-время»:** Выдерживаемое напряжение промышленной частоты в зависимости от времени его приложения к ОПН.

Примечание. Характеристика показывает максимальный промежуток времени, в течение которого к ОПН может быть приложено напряжение промышленной частоты, превышающее  $U_{нр}$ , не вызывая повреждения или термической неустойчивости.

**3.1.34 Эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой:** Такое удельное сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

Примечание. Термин «удельное сопротивление», применяемый в настоящем стандарте, для земли с неоднородной структурой следует понимать как «эквивалентное удельное сопротивление».

**3.1.35 Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью:** Трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

**3.1.36 Электроустановка:** Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

**3.1.37 Электропередача:** Совокупность линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи электрической энергии из одного района энергосистемы в другой.

## **3.2 Обозначения и сокращения**

АПВ – автоматическое повторное включение;  
АТ – автотрансформатор;  
ВЛ – воздушная линия;  
ВН – высокое напряжение;  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;  
ИП – искровой промежуток;  
КЗ – короткое замыкание;  
КР – компенсационный реактор;  
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;  
НН – низкое напряжение;  
ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;  
ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;  
ОПНН – ограничитель перенапряжения нелинейный для защиты разземленной нейтрали трансформатора;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ПС – подстанция;  
РУ – распределительное устройство;  
Т – трансформатор;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТТ – трансформатор тока;  
УШР – управляемый шунтирующий реактор;  
ШР – шунтирующий реактор;  
 $R_3$  – сопротивление заземления, Ом;  
 $T_{Н.В}$  – показатель надежности молниезащиты защищаемого оборудования от набегающих с ВЛ грозовых волн, лет.

#### **4 Общие положения**

Защита от грозových и внутренних перенапряжений сетей 110 – 750 кВ должна обеспечивать ограничение повышений напряжения следующих видов:

- 1) квазистационарных в режимах:
  - одностороннего включения ВЛ;
  - при несимметричных КЗ, на здоровых фазах,
- 2) резонансных в режимах:
  - неполнофазных коммутаций ВЛ с ШР или трансформаторами;
  - отключения системы шин ОРУ 220 – 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и КРУЭ 220 – 500 кВ с выключателями, имеющими емкостные делители напряжения;
  - отключения поврежденной фазы в цикле ОАПВ после погасания вторичной дуги (дуги подпитки);
  - включении ВЛ с ШР и возникновении второй гармоники напряжения,
- 3) грозových и коммутационных перенапряжений до требуемого уровня.

#### **5 Защита от квазистационарных повышений напряжения сетей 110 – 750 кВ**

5.1 Квазистационарные повышения напряжения частоты 50 Гц возникают за счет емкостного эффекта линии на разомкнутом конце ВЛ при:

- одностороннем включении ВЛ;
- отключении несимметричного короткого замыкания вследствие разброса в действии устройств релейной защиты и выключателей по концам поврежденной ВЛ.

5.2 Повышения напряжения в режимах одностороннего включения ВЛ либо в процессе отключения несимметричного КЗ должны определяться с учетом конструкции ВЛ, ее длины и значения предвключенного реактанса системы по программе расчета переходных процессов<sup>1</sup>.

5.3 Для электрооборудования 110 – 750 кВ допустимое значение повышения напряжения и его длительность не должны превышать значений, нормируемых ГОСТ 1516.3.

Для ОПН допустимые значения и длительность повышения напряжения определяются характеристикой «напряжение-время», которая указывается заводом-изготовителем.

Устройства релейной защиты и автоматики должны обеспечивать ограничение длительности квазистационарных повышений напряжения.

5.4 Для поддержания уровня напряжения в нормальных и аварийных режимах работы сети необходимо предусматривать в сети средства компенсации реактивной мощности и трансформаторы с регулируемым коэффициентом трансформации.

---

<sup>1</sup> Коммерческие программы для расчета переходных процессов в электрических сетях: NI Multisim, Simulink, EMTP-RV, ATP-EMTP, MicroTran, RTDS Simulator, PSCAD-EMTDC и др.

5.5 Выбор средств компенсации реактивной мощности и трансформаторов с регулируемым коэффициентом трансформации в электрических сетях следует осуществлять на основе технико-экономических расчетов в соответствии с [5].

5.6 Для выбора установленной мощности схем компенсации реактивной мощности и необходимого диапазона регулирования должны рассматриваться режимы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы в пределах суток в летний и зимний периоды.

5.7 В качестве расчетного режима при выборе схем компенсации реактивной мощности для линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше необходимо рассматривать режим одностороннего включения линии, особенно тогда, когда линия подключается к маломощной энергосистеме.

5.8 Выбор схем компенсации реактивной мощности должен производиться таким образом, чтобы уровень напряжения в электрических сетях 110, 220, 330, 500 и 750 кВ в нормальных симметричных режимах не превышал наибольшего рабочего напряжения нормированного ГОСТ 721 соответственно 126, 252, 363, 525, 787 кВ.

5.9 Для компенсации зарядной мощности линий электропередачи 110 – 750 кВ, регулирования напряжения и снижения перенапряжений в системообразующих и распределительных сетях следует применять ШР и УШР.

Рекомендуется применять шунтирующие реакторы в сочетании с регулированием коэффициента трансформации.

5.10 С помощью схем компенсации реактивной мощности следует обеспечить степень компенсации зарядной мощности линий не менее  $80 \div 100$  % – на 500 кВ,  $100 \div 110$  % – на 750 кВ.

Целесообразно равномерно распределить суммарную мощность ШР вдоль линий 500 и 750 кВ.

5.11 ШР могут присоединяться к ВЛ или к сборным шинам РУ ПС.

ШР следует подключать к ВЛ для снижения повышений напряжения при односторонних включениях и отключениях линии, а также для гашения дуги подпитки (вторичной дуги) на линии в цикле ОАПВ.

В случае, когда нет необходимости подключать ШР к ВЛ их следует подключать для стока реактивной мощности в сеть более низкого напряжения к сборным шинам РУ ПС.

5.12 ШР следует подключать к ВЛ и шинам ОРУ ПС через коммутационные аппараты и лишь в исключительных случаях без них.

5.13 В соответствии с рекомендациями [3] при проектировании следует предусматривать:

- возможность переключения ШР с ВЛ на сборные шины РУ ПС при ремонте ВЛ;

- установку резервной фазы ШР на 2 – 3 группы ШР при использовании на ПС нескольких групп однофазных ШР одного напряжения.

5.14 УШР следует подключать к шинам ОРУ ПС через разъединитель.

## **6 Защита от резонансных повышений напряжения сетей 110 – 750 кВ**

Защита от резонансных повышений напряжения сетей 110 - 750 кВ базируется на требованиях СТО 56947007-29.240.10.191-2014 «Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ» [9].

### *6.1 Защита от феррорезонансных повышений напряжения в неполнофазных режимах электрических сетей напряжением 110 кВ*

6.1.1 В сетях 110 кВ часть трансформаторов может работать с разземленной нейтралью обмоток ВН.

6.1.2 Феррорезонансные повышения напряжения возможны при неполнофазных включениях или отключениях ВЛ, к которой подключены без выключателей один или несколько слабо нагруженных трансформаторов с разземленной нейтралью, или обрыве проводов. Неполнофазные коммутации являются следствием неправильной работы линейных выключателей.

6.1.3 Феррорезонансные повышения напряжения возникают на отключенных фазах ВЛ в схемах с односторонним питанием и подключенным одним или несколькими слабо нагруженными трансформаторами с изолированной нейтралью, имеющими обмотку соединенную в треугольник. Феррорезонансные повышения напряжения принципиально невозможны при двухстороннем питании ВЛ, а также если в схеме соединения трансформатора отсутствует треугольник или он разомкнут.

6.1.4 При обрыве провода ВЛ феррорезонансные повышения напряжения возможны только в случае, когда ни один из концов оборвавшегося провода не касается земли. Обрыв провода ВЛ и заземление его со стороны питающей сети приводит к отключению ВЛ. При обрыве провода и заземлении фазы со стороны трансформатора повышения напряжения на заземленной фазе не возникают.

6.1.5 Феррорезонансные повышения напряжения могут достигать величин, превышающих уровень изоляции электрооборудования и приводить к повреждению последнего. Поэтому необходимы мероприятия, исключающие феррорезонансные повышения напряжения.

6.1.6 При эксплуатации линий электропередач 110 кВ с трансформаторами, подключенными к ВЛ без выключателей для предотвращения повышений напряжений при неполнофазных включениях или отключениях ВЛ со слабо нагруженными трансформаторами или обрыве провода ВЛ следует:

– заземлять нейтраль обмотки ВН трансформатора 110 кВ. Если к ВЛ подключено несколько трансформаторов без выключателей, то следует заземлить нейтраль хотя бы одного трансформатора [1];

– применять защиту от повышения напряжений, уставки которой должны выбираться в соответствии с длительностью допустимых напряжений на

оборудование по ГОСТ 1516.3. Действие защиты может быть различным, в зависимости от схемы и режима работы сети;

- отключать тупиковую линию;
- переходить от одностороннего питания линии к двухстороннему.

6.1.7 На магистрали с односторонним питанием и подключении к ВЛ части трансформаторов с изолированной нейтралью через выключатель при возникновении феррорезонансных повышений напряжения может быть предусмотрено последовательное отключение части трансформаторов до прекращения резонансных повышений напряжения.

6.1.8 При проектировании и создании новых линий электропередач 110 кВ следует исключить схемы, в которых возможны феррорезонансные повышения напряжения при коммутациях ВЛ с подключенными трансформаторами с разземленной нейтралью. С этой целью необходимо:

- предусматривать подключение трансформаторов к ВЛ только через выключатели;
- применять на магистральных ВЛ выключатели с более высоким значением токов отключения. Например, 63 кА вместо 40 кА для сокращения в сети 110 кВ трансформаторов с разземленной нейтралью обмотки ВН.

#### *6.2 Защита от феррорезонансных повышений напряжения в РУ напряжением 220 – 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения*

6.2.1 Феррорезонансные повышения напряжения возможны при отключении системы шин ОРУ 220 – 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения выключателями 220 – 500 кВ, дугогасительные камеры которых имеют несколько разрывов шунтированных емкостными делителями (шунтирующими конденсаторами).

6.2.2 Феррорезонанс невозможен при отключении шин ОРУ:

- 110 кВ, поскольку дугогасительные камеры выключателей имеют один разрыв и не имеют емкости, шунтирующий контакт;
- выключателями 220 – 500 кВ, в которых отсутствуют шунтирующие конденсаторы;
- 750 кВ, поскольку в сетях применяются только емкостные трансформаторы напряжения (например, НДЕ).

6.2.3 Однолинейная схема замещения феррорезонансного контура при отключении системы шин с электромагнитными трансформаторами напряжений приведена на рисунке 6.1.

6.2.4 Для определения возможности возникновения феррорезонанса необходимо определить параметры всех элементов схемы замещения рисунка 6.1: суммарные емкости выключателей, системы шин и характеристику намагничивания трансформатора напряжения.

6.2.5 Емкости, шунтирующие контакты выключателей 220 – 500 кВ приведены в Приложении А. Элегазовые выключатели 220 – 500 кВ, устанавлива-

емые в ОРУ, могут выполняться с несколькими разрывами на фазу. Емкость, шунтирующая эти разрывы может составлять от 250 пФ до 1500 пФ на разрыв.

Примечание. При установке в РУ элегазовых выключателей следует уточнить у производителей величину емкости, шунтирующую контакты выключателя.

Суммарная емкость шин  $C_{ш}$  определяется параметрами, приведенными в Таблице 6.1, и включает емкость самой ошиновки и емкость фаза – земля подключенного к ней оборудования (выключателей, разъединителей, ТН, ТТ, ОПН).

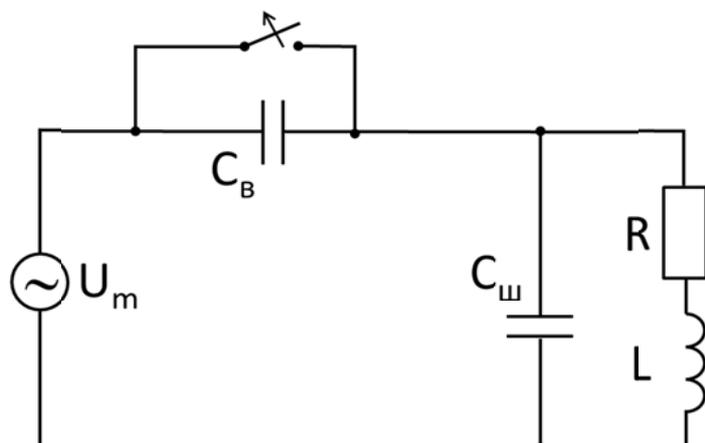


Рисунок 6.1 Однолинейная схема замещения при отключении ненагруженной системы шин с электромагнитным трансформатором напряжения

$U_m$  – амплитуда напряжения шин, кВ;

$C_B$  – суммарная емкость между разомкнутыми контактами всех выключателей, нФ;

$C_{ш}$  – суммарная емкость на землю всех элементов отключенной части РУ, нФ;

$L$  – нелинейная индуктивность ТН, Гн;

$R$  – активное сопротивление первичной обмотки ТН, Ом.

Таблица 6.1 Усредненные значения емкостей фаза-земля элементов ОРУ 220 – 500 кВ [1]

Класс напряжения, кВ	220	330	500
Ошиновка, пФ/м	8,2-8,5	9,7-10,0	10,7-11,0
Разъединитель, пФ	100-120	150-180	250-360
Выключатель, пФ	100-150	150-200	250-300
ТН (НКФ), пФ	300-350	350-400	500-600
ТТ, пФ	400-450	800-850	899-959
ОПН, пФ на фазу	50	100	150

6.2.6 Для ОРУ 220 – 500 кВ с трансформаторами напряжения типа НКФ возможность возникновения феррорезонанса при отключении системы шин следует предварительно определить по рисунку 6.2 [1] и уточнить по программе расчета переходных процессов<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Коммерческие программы для расчета переходных процессов в электрических сетях: NI Multisim, Simulink, EMTP-RV, ATP-EMTP, MicroTran, RTDS Simulator, PSCAD-EMTDC и др.

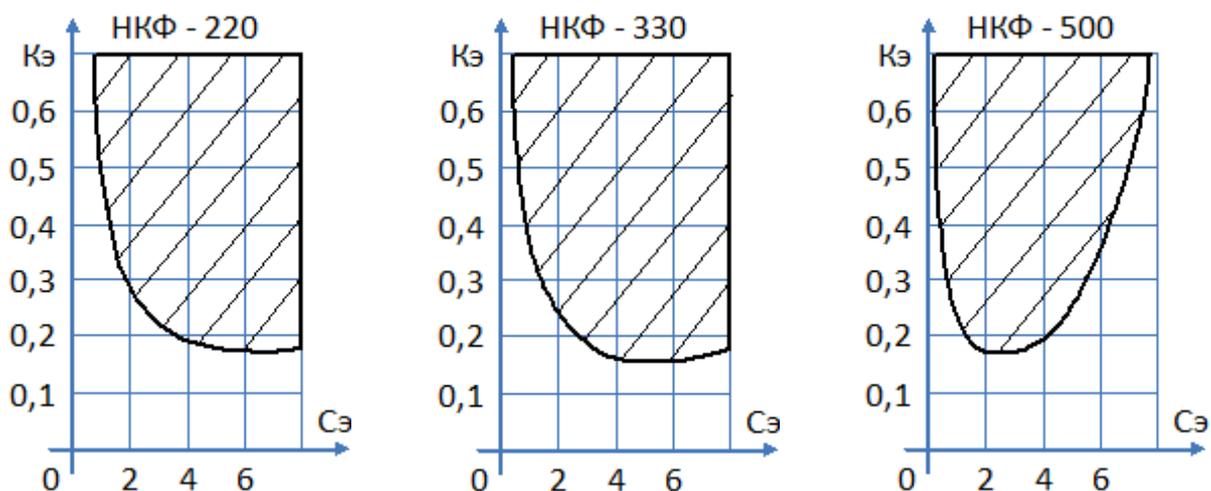


Рисунок 6.2 Области существования феррорезонансных перенапряжений заштрихованы

Примечание.

$$K_{\text{э}} = \frac{C_{\text{в}}}{C_{\text{ш}} + C_{\text{в}}}; \quad C_{\text{э}} = C_{\text{в}} + C_{\text{ш}}, \text{ нФ}$$

$C_{\text{в}}$  – суммарная емкость между разомкнутыми контактами всех выключателей, нФ;

$C_{\text{ш}}$  – суммарная емкость на землю всех элементов отключенной части РУ, нФ.

6.2.7 Для предотвращения феррорезонансных повышений напряжения, необходимо предусматривать одно из следующих мероприятий:

- применение антирезонансных трансформаторов напряжения, например, НАМИ;

- увеличение емкости системы шин путем подключения к ней конденсаторов, например, конденсаторов связи при этом суммарная емкость их должна быть достаточной для вывода схемы из зоны, опасной с точки зрения возникновения феррорезонанса. Необходимая дополнительная емкость определяется расчетным путем. Подключаться конденсаторы к шинам должны без выключателей. Если в цепи конденсатора имеются выключатели, то они не должны отключаться при отключениях систем шин;

- введение запрета на отключение одной из ВЛ, отходящей от шин РУ и отключенной с противоположной стороны, либо на отключение трансформатора или автотрансформатора, у которого предварительно отключено напряжение со стороны обмоток НН. Трансформатор должен иметь заземленную нейтраль обмотки, присоединенной к отключаемым шинам.

6.2.8 Не рекомендуется параллельная работа электромагнитных трансформаторов напряжения типа НКФ с трансформаторами напряжения типа НДЕ или антирезонансными ТН, поскольку условия возникновения резонансных повышений напряжения в этом случае определяется трансформатором НКФ.

6.2.9 КРУЭ 110 – 500 кВ выполняются, как правило, с электромагнитными трансформаторами напряжения. Феррорезонанс в КРУЭ с выключателями имеющими один разрыв без шунтирующих емкостей невозможен.

Выключатели КРУЭ 110 кВ имеют один разрыв без шунтирующих емкостей. Выключатели КРУЭ 220 – 500 кВ могут иметь несколько разрывов с шунтирующими емкостями 250÷1500 пФ на разрыв. В этом случае в соответствии с рекомендациями [2] должны применяться антирезонансные ТН. Поставщик КРУЭ должен подтвердить отсутствие феррорезонанса в конкретной схеме КРУЭ расчетом с указанием суммарной емкости выключателей, шин и характеристики намагничивания ТН.

Если антирезонансный характер ТН в КРУЭ не подтверждается, то следует применять меры по предотвращению феррорезонансных повышений напряжений, применяемых в ОРУ – введение запрета на отключение одной из ВЛ, отходящей от шин КРУЭ и отключенной с противоположной стороны.

### *6.3 Защита от резонансных повышений напряжения в неполнофазных режимах ВЛ напряжением 330 – 750 кВ*

6.3.1 На ВЛ 330 – 750 кВ с подключенными к ВЛ ШР, работающих с компенсацией реактивной мощности близкой к 100 %, при одностороннем неполнофазном включении ВЛ на невключенных фазах возможны резонансные повышения напряжения, которые могут привести к повреждению оборудования.

6.3.2 Возможные повышения напряжений при несимметричном включении ВЛ с различным числом ШР на ВЛ, т.е. различной степенью компенсации реактивной мощности определяются по программе расчета переходных процессов<sup>3</sup>.

6.3.3 В случае появления неполнофазного включения ВЛ с ШР и 100 % компенсацией реактивной мощности следует: принять меры по предотвращению резонансных повышений напряжения, а именно:

- восстановить симметричный режим, отключив три фазы выключателя;
- отключить одну группу ШР на ВЛ, снижая тем самым степень компенсации реактивной мощности и изменяя параметры резонансного контура.

### *6.4 Защита от резонансных повышений напряжения на отключенной фазе при ОАПВ на электропередачах напряжением 330 – 750 кВ*

6.4.1 После погасания вторичной дуги (дуги-подпитки) на отключенной в цикле ОАПВ фазе ВЛ с ШР и компенсацией реактивной мощности близкой к 100 % имеет место резонанс напряжений на отключенной фазе, в результате чего установившееся напряжение превышает значение фазного и ограничивается коронным разрядом (в зависимости от номинального напряжения и конструкции ВЛ) до 1,3 – 1,4 наибольшего фазного напряжения.

<sup>3</sup> Коммерческие программы для расчета переходных процессов в электрических сетях: NI Multisim, Simulink, EMTP-RV, ATP-EMTP, MicroTran, RTDS Simulator, PSCAD-EMTDC и др.

6.4.2 Для снижения восстанавливающегося напряжения на отключенной в цикле ОАПВ фазе следует:

- установить в нейтралях ШР компенсационные реакторы (КР), шунтируемые выключателем;

- отключать на время бестоковой паузы ОАПВ один комплект ШР.

6.4.3 Реактивное сопротивление КР, при котором величина восстанавливающегося напряжения после погасания дуги подпитки не превышает допустимой величины определяется по программе расчета переходных процессов<sup>4</sup>.

6.4.4 Напряжение на нейтрали ШР при протекании тока подпитки через КР не должно превышать допустимого значения, которое определяется одноминутным испытательным напряжением нейтрали ШР.

### *6.5 Защита от резонансных повышений напряжений на второй гармонике в электропередачах 500-750 кВ с ШР*

6.5.1 При включении ВЛ 500 – 750 кВ с ШР возможны перенапряжения на второй гармонике, если первая собственная частота схемы близка к  $2\omega$ . Величина перенапряжений может составлять  $1,2 \div 1,45 U_{\phi}$ , длительность существования перенапряжений зависит от параметров сети и составляет несколько секунд.

6.5.2 Основные факторы, существенно влияющие на возникновение перенапряжений второй гармонике, следующие:

- величина питающего напряжения. Чем выше величина эквивалентной ЭДС системы, тем выше вероятность возникновения и уровень перенапряжений на второй гармонической напряжении,

- мощность питающей системы. Перенапряжения на второй гармонике возникают только при включении от маломощной системы, которая характеризуется величиной предвключенного реактанса сети, приведенного к напряжению коммутируемой ВЛ ( $X_1$ ). При величине  $X_1$  меньше 100 Ом резонанс на вторую гармонику практически не развивается.

- возникновение и величина повышения напряжения ВЛ на второй гармонике существенно зависит от фазы включения выключателя относительно ЭДС сети. При включении в максимум напряжения ЭДС повышения напряжения при возникновении второй гармонической минимальны, при включении вблизи нуля напряжения (максимум тока) повышения напряжения максимальны. Поскольку фаза включения выключателя относительно ЭДС случайна, то при прочих равных условиях случайна и величина повышения напряжения на второй гармонике.

6.5.3 Защита от повышения напряжения настроена на действующее значение напряжения и потому не реагирует на повышение напряжения на второй гармонической напряжении. Для регистрации возникновения перенапряжений

---

<sup>4</sup> коммерческие программы для расчета переходных процессов в электрических сетях: NI Multisim, Simulink, EMTF-RV, ATP-EMTP, MicroTran, RTDS Simulator, PSCAD-EMTDC и др.

на второй гармонике необходима настройка защиты на амплитудное значение повышения напряжения.

6.5.4 Для снижения величины повышения напряжения на второй гармонике при плановом включении ВЛ с ШР необходимо:

- понизить напряжение на шинах, к которым подключается ВЛ;
- включение ВЛ о проводить от шин более мощной из систем, которые она соединяет.

6.5.5 В наиболее неблагоприятных режимах величина и длительность существования перенапряжений на второй гармонике может существенно превышать нормируемые ГОСТ 1516.3 величины для электрооборудования. В этом случае ручная синхронизация невозможна и необходимо применять полуавтоматическое замыкание ВЛ в транзит.

Полный цикл этих операций включает в себя:

- оперативное включение линии с первого заранее выбранного конца ВЛ;
- контроль появления рабочего напряжения;
- фиксация отсутствия повреждения;
- улавливание синхронизма;
- автоматическое включение выключателя второго конца.

Таким образом, исключается длительный режим одностороннего включенной ВЛ и, соответственно, не развиваются опасные для электрооборудования повышения напряжения от второй гармонки.

Полуавтоматическое замыкание в транзит может быть выполнено с помощью штатных устройств АПВ.

## **7 Защита от прямых ударов молнии РУ и ПС 110 – 750 кВ**

*7.1 Выбор системы молниеотводов для защиты РУ и ПС от прямых ударов молнии. Зоны защиты молниеотводов*

7.1.1 РУ и ПС должны быть защищены от прямых ударов молнии стержневыми и тросовыми молниеотводами [4].

7.1.2 Пространство в окрестности молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком расположенный в его объеме, не превышает заданной величины (вероятность прорыва  $P_{пр}$ ) называется зоной защиты молниеотвода. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если он своими выступающими частями касается границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны защиты надежность защиты повышается.

7.1.3 Уровень защиты объекта от прямых ударов молнии характеризует надежность защиты ( $P_3$ ) и выражается через вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотвода:

$$P_3 = 1 - P_{пр}.$$

В Таблице 7.1 приведены уровни защиты от прямых ударов молнии для зданий и сооружений ПС в соответствии с [6].

Таблица 7.1 Уровни защиты от прямых ударов молнии

Уровень защиты	Надежность молниезащиты $P_3$
I	0,999
II	0,99
III	0,9

7.1.4 Выбор системы молниеотводов (тип, размеры и их расстановка) должен обеспечить необходимую зону защиты объектов ПС от прямых ударов молнии с требуемой надежностью.

Объект считается защищенным, если совокупность всех молниеотводов обеспечивает надежность защиты от прорывов молнии не менее  $P_3$ .

В Приложении Б приводятся зоны защиты простейших молниеотводов стержневых и тросовых [6] для надежностей защиты равных  $P_3=0,9; 0,99$  и  $0,999$ .

## 7.2 Защита от прямых ударов молнии ОРУ ПС

7.2.1 Защита ОРУ 110 – 750 кВ от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами, в соответствии с [4]. Рекомендуется использовать защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и т.п.).

Молниезащиту ОРУ 110 – 500 кВ следует выполнять по требованиям не ниже II-го уровня защиты, а ОРУ 750 кВ по требованиям I уровня защиты.

7.2.2 Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для ОРУ и ПС 110 – 220 кВ на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозовых часов в году не более 20.

7.2.3 При установке молниеотвода на конструкциях ОРУ 110 – 150 кВ следует предусмотреть меры по предотвращению обратных перекрытий. Для снижения числа обратных перекрытий на ОРУ необходимо проводить снижение сопротивления заземления молниеотвода путем увеличения числа подсоединенных к нему магистралей заземляющего контура и установки дополнительных вертикальных электродов.

С повышением класса напряжения ОРУ вероятность обратных перекрытий снижается, поэтому при напряжении 220 кВ и выше при эквивалентном удельном сопротивлении грунта до 1000 Ом·м обратные перекрытия можно не учитывать.

7.2.4 На конструкциях ОРУ 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон:

- до 1000 Ом·м – независимо от площади заземляющего устройства ПС;

– более 1000 до 2000 Ом·м – при площади заземляющего устройства ПС 10 000 м<sup>2</sup> и более.

При таких размерах контура ПС обеспечивается сопротивление молниеотвода, позволяющее при расчетных токах молнии снизить напряжение на заземлителе до величины, исключающей обратные перекрытия.

От стоек конструкций ОРУ 110 кВ и выше с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях, с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3 – 5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.

7.2.5 Если зоны защиты стержневых молниеотводов не закрывают всю территорию ОРУ, следует дополнительно использовать тросовые молниеотводы, расположенные над ошиновкой.

7.2.6 Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 40 Ом при импульсном токе 60 кА.

7.2.7 Расстояние  $S_3$ , м между обособленным заземлителем отдельно стоящего молниеотвода и ближайшей к нему точкой заземляющего контура ПС, ЗРУ, зданий и сооружений должно быть равным (но не менее 3 м):

$$S_3 > 0,2 \cdot R_{и},$$

где  $R_{и}$  – импульсное сопротивление заземления, Ом, отдельно стоящего молниеотвода.

Расстояние по воздуху  $S_{в.о.}$ , м, от отдельно стоящего молниеотвода с обособленным заземлителем до токоведущих частей, заземленных конструкций и оборудования ОРУ ПС, а также до ЗРУ, зданий и сооружений, должно быть равным (но не менее 5 м):

$$S_{в.о.} > 0,12 \cdot R_{и} + 0,1 \cdot H,$$

где  $H$  – высота рассматриваемой точки на токоведущей части, оборудовании или зданий над уровнем земли, м.

7.2.8 Заземлители отдельно стоящих молниеотводов в ОРУ могут быть присоединены к заземляющему устройству ОРУ (ПС) при соблюдении указанных в п. 7.2.4 условий установки молниеотводов на конструкциях ОРУ. Место присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ПС должно быть удалено по магистралям заземления на расстояние не менее 15 м от места присоединения к нему трансформатора (реактора). В месте присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ОРУ 110 – 150 кВ магистрали заземления должны

быть выполнены по двум-трем направлениям с углом не менее 90° между ними.

В грунтах с повышенным удельным сопротивлением соединение заземлителя отдельно стоящего молниеотвода с контуром подстанции не допускается.

7.2.9 Заземлители молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах, должны быть присоединены к заземляющему устройству ПС. В случае несоблюдения условий, указанных в п. 7.2.4, дополнительно к общим требованиям присоединения заземлителей отдельно стоящих молниеотводов должны быть соблюдены следующие требования:

1) в радиусе 5 м от молниеотвода следует установить три вертикальных электрода длиной 3 – 5 м;

2) если расстояние по магистрали заземления от места присоединения заземлителя молниеотвода к заземляющему устройству до места присоединения к нему трансформатора (реактора) превышает 15 м, но менее 40 м, то на выводах обмоток напряжением до 35 кВ трансформатора должны быть установлены ОПН.

Расстояние по воздуху от отдельно стоящего молниеотвода, заземлитель которого соединен с заземляющим устройством ОРУ ПС, до токоведущих частей должно составлять:

$$S_{в.с} > 0,1 \cdot H + m,$$

где  $H$  – высота токоведущих частей над уровнем земли, м;  $m$  – длина гирлянды изоляторов, м.

7.2.10 Для снижения грозовых перенапряжений на трансформаторах место присоединения конструкции со стержневым или тросовым молниеотводом к заземляющему устройству ПС должно быть расположено на расстоянии не менее 15 м по магистралям заземления от места присоединения к нему трансформаторов (реакторов).

Присоединение молниеотводов к магистралям заземления ПС на расстоянии менее 15 м от силовых трансформаторов допускается при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом·м и при соблюдении следующих условий:

1) для трансформаторов, имеющих обмотки 6 – 35 кВ, непосредственно на всех выводах этих обмоток или на расстоянии не более 5 м от них по ошиновке должны быть установлены ОПН 6 – 35 кВ;

2) должно быть обеспечено растекание тока молнии от стойки конструкции с молниеотводом по трем-четырем направлениям с углом не менее 90° между ними;

3) на каждом направлении, на расстоянии 3 – 5 м от стойки с молниеотводом, должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной 5 м;

4) заземляющие проводники ОПН и силовых трансформаторов рекомендуется присоединять к заземляющему устройству ПС поблизости один от другого или выполнять их так, чтобы место присоединения ОПН к заземляющему устройству находилось между точками присоединения заземляющих проводников портала и трансформатора;

5) Заземляющие проводники измерительных трансформаторов тока необходимо присоединить к заземляющему устройству РУ в наиболее удаленных от заземления ОПН местах.

7.2.11 При использовании прожекторных мачт в качестве молниеотводов, электропроводку к ним на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой либо кабелями без металлической оболочки в трубах. Около конструкции с молниеотводами эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 м.

В месте ввода кабелей в кабельные сооружения металлическая оболочка кабелей, броня и металлическая труба должны быть соединены с заземляющим устройством ПС.

7.2.12 Грозозащитные тросы ВЛ 110 кВ и выше, как правило, следует присоединять к заземленным конструкциям ОРУ ПС.

7.2.13 Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, может быть выполнена заземлением одной из вершин треугольника, одной из фаз или нейтрали звезды либо установкой ОПН соответствующего класса напряжения на каждой фазе.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

7.2.14 Кабельные вставки 110 – 220 кВ должны быть защищены с обеих сторон ОПН. Отказ от установки ОПН хотя бы с одной стороны кабельной вставки должен быть обоснован.

### *7.3 Защита от прямых ударов молнии ЗРУ ПС*

Основные рекомендации по защите от прямых ударов молнии ЗРУ ПС соответствуют [1, 4].

7.3.1 Здания ЗРУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20.

Рекомендуется выполнять молниезащиту зданий закрытых распределительных устройств ЗРУ ПС и зданий с устройствами релейной защиты и автоматики по требованиям не ниже II уровня молниезащиты.

7.3.2 Молниезащита ЗРУ ПС может выполняться:

- установкой стержневых молниеотводов на защищаемом здании;

– заземлением металлического покрытия кровли.

7.3.3 Защиту зданий ЗРУ ПС, имеющих металлические покрытия кровли или кровли из железобетона, следует выполнять соответственно заземлением этих покрытий или арматуры. При этом арматуру железобетонных элементов кровли необходимо соединить между собой.

При использовании в качестве молниеприемника стальной арматуры железобетонных плит кровли возможно сцепление бетона. Этот способ молниезащиты зданий не рекомендуется в районах с высокой интенсивностью грозовой деятельности (30 грозочасов в год и более).

7.3.4 Защиту зданий ЗРУ ПС с крышами, покрытия которых выполнены из непроводящих материалов или из железобетона, не имеющего надежного соединения арматуры отдельных элементов, следует выполнять стержневыми молниеотводами, либо укладкой молниеприемной сетки непосредственно на крыше зданий.

При установке стержневых молниеотводов на защищаемом здании от каждого молниеотвода должно быть проложено не менее двух токоотводов по противоположным сторонам здания.

7.3.5 Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром  $6 \div 8$  мм и уложена на кровлю непосредственно или под слой негорючих утеплителя или гидроизоляции. Сетка должна иметь ячейки площадью не более  $150 \text{ м}^2$  (например, ячейка  $12 \times 12$  м). Узлы сетки должны быть соединены сваркой. Токоотводы, соединяющие молниеприемную сетку с заземляющим устройством, должны быть проложены не реже чем через каждые 25 м по периметру здания.

В дополнение к сетке по внешнему периметру здания рекомендуется устанавливать металлическое заземленное ограждение высотой  $1 \div 1,5$  м. Сетка и ограждение должны соединяться по токоотводам с контуром заземления.

7.3.6 В качестве токоотводов следует использовать металлические и железобетонные (при наличии хотя бы части ненапряженной арматуры) конструкции здания. При этом должна быть обеспечена непрерывная электрическая связь между молниеприемником и заземлителем. Металлические элементы здания (трубы, вентиляционные устройства и пр.) следует соединять с металлической кровлей или молниеприемной сеткой.

7.3.7 Все выступающие над металлической кровлей или сеткой металлические элементы здания (трубы, вентиляционные устройства и пр.) следует соединять с металлической кровлей или молниеприемной сеткой. Конструктивные элементы на крыше высотой 1 м и более, в которые не допустим удар молнии, должны входить в зону защиты молниеотводов, естественных или специально установленных и металлически связанных с металлической кровлей или сеткой.

7.3.8 Для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные

устройства, токоотводы (заземляющие спуски и пр.), они должны быть соединены между собой.

7.3.9 При грозовом разряде в крышу ЗРУ или установленные на нем молниеотводы, токоотводы (заземляющие спуски) и токопроводящие элементы здания могут приобрести высокие потенциалы.

Для предотвращения обратных перекрытий с заземляющих спусков и металлических конструкций здания на токоведущие части наружных вводов (как для плохо, так и для хорошо экранированных зданий) токоотводы следует устанавливать на расстоянии не менее 10 м от проходных изоляторов. Также должны быть приняты меры по уменьшению сопротивления заземляющего контура здания.

При вводе ВЛ в ЗРУ через проходные изоляторы, расположенные на расстоянии менее 10 м от токоотводов и других связанных с ним токопроводящих частей, указанные вводы должны быть защищены ОПН.

7.3.10 При установке средств молниезащиты на плохо экранированном здании (стены и крыша из плохо проводящего материала: кирпич, дерево, шифер и пр.) возможны обратные перекрытия внутри здания на токоведущие части с токоотводов и контуров заземления. В этом случае необходимо улучшить экранирование здания с помощью более частого выполнения спусков от молниеприемников (через 10 м и менее). На крыше и у основания здания токоотводы следует объединить между собой. При расположении токоотводов на расстоянии не более 10 м от электрооборудования, находящегося в здании, необходимо произвести улучшение заземления токоотводов с помощью установки у каждого дополнительно 1 ÷ 2 вертикальных электрода длиной 3 ÷ 5 м. Если на расстоянии менее 15 м от токоотвода расположен силовой трансформатор, имеющий обмотки 6 ÷ 35 кВ, то на выводах этих обмоток не далее 5 м по ошиновке следует установить ОПН.

7.3.11 При установке средств молниезащиты на хорошо экранированном здании пути прохождения токоотводов от молниеотводов и выполнение их заземления не зависят от места установки электрооборудования внутри здания.

7.3.12 Для предотвращения обратных перекрытий с токоотводов на электрооборудование, расположенное вне здания, должны проводиться те же мероприятия, как для отдельно стоящих и установленных на порталах ОРУ молниеотводов (см. п. 7.2.7).

7.3.13 В качестве заземления молниезащиты зданий следует использовать контур его рабочего заземления. При молниезащите здания рекомендуется в дополнение к естественному заземлителю выполнить контур заземления, опоясывающий здание по его внешнему периметру. Контур укладывается на глубине 0,5 м не ближе 1 м от стен здания. Шаг соединения контура с закладными деталями железобетонного фундамента равен шагу присоединения токоотводов к контуру.

Суммарное сопротивление заземления зданий не должно превышать 10 Ом без учета эффекта вводимых в здание подземных коммуникаций. При

удельном сопротивлении заземления грунта  $\rho$  более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления заземления согласно выражению:

$$R_{з.имп} = 10 + 0,0022(\rho - 500), \text{ Ом,}$$

но не более 20 Ом.

Когда эквивалентное удельное сопротивление грунта в месте размещения защищаемого объекта превышает 2500 Ом·м, возможно предусмотреть меры по его снижению по трассе контура заземления, опоясывающего объект, (например, частичной подсыпкой грунта высокой проводимости).

7.3.14 Для расположенных на территории ПС электролизных зданий, помещений для хранения баллонов с водородом и установок с ресиверами водорода молниеприемная сетка должна иметь ячейки площадью не более 36 м<sup>2</sup> (например, 6×6 м).

## **8 Защита РУ и ПС от коммутационных перенапряжений и набегающих с ВЛ грозовых волн**

### **8.1 Защита ОРУ и ПС**

8.1.1 Электрооборудование РУ и ПС должно быть защищено от набегающих с ВЛ грозовых волн и перенапряжений, возникающих при коммутациях участков сети.

8.1.2 Защита от набегающих с ВЛ грозовых волн должна осуществляться:

- установкой ОПН на расстоянии до электрооборудования, обеспечивающем уровень защиты изоляции, соответствующий ГОСТ 1516.3;
- применением тросового подхода;
- установкой в линейной ячейке комплекта ОПН;

8.1.3 Коммутационные перенапряжения возникают при плановых и аварийных коммутациях ВЛ, трансформаторов, автотрансформаторов, ШР, работе АВР, отключении системы шин разъединителями. Коммутационные перенапряжения должны быть ограничены в РУ установкой ОПН до величины, нормированной для электрооборудования ГОСТ 1516.3.

8.1.4 Для ограничения перенапряжения при коммутациях ШР помимо ОПН рекомендуется применять элегазовые выключатели, и устройства синхронизации на выключателе, что позволяет практически исключить перенапряжения при коммутации выключателем ШР, повышает надежность работы и срок службы ШР.

8.1.5 ОПН в ОРУ и ПС устанавливается:

- на трансформаторе, автотрансформаторе или ШР – для защиты от коммутационных перенапряжений при их включении или отключении и от грозовых перенапряжений;
- на шинах ОРУ для защиты электрооборудования от набегающих с ВЛ грозовых перенапряжений.

ОПН может быть установлен на ВЛ за линейным выключателем для защиты электрооборудования, подключаемого к ВЛ за линейным выключателем, от коммутационных перенапряжений и набегающих с ВЛ волн грозовых перенапряжений.

8.1.6 ОПН должны быть установлены без коммутационных аппаратов при присоединении к линии, шинам ОРУ или автотрансформаторам (трансформаторам) или ШР. Спуск от ошиновки к ограничителю следует выполнять теми же проводами, что и для остального электрооборудованию ОРУ. Заземление ограничителя осуществляется присоединением его к заземляющему устройству ОРУ, ПС. Необходимо выполнять связь заземления защищаемого оборудования и ОПН по кратчайшему расстоянию.

8.1.7 Параметры ОПН, устанавливаемых в ОРУ и ПС, должны соответствовать ГОСТ Р 52725 и МЭК 60099-4.

8.1.8 При выборе основных параметров ОПН необходимо руководствоваться следующими требованиями:

8.1.8.1 Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ( $U_{нр}$ ) должно быть не ниже наибольшего рабочего фазного напряжения сети нормируемого ГОСТ 721.

Для повышения надежности работы ОПН  $U_{нр}$  выбирают не менее, чем на  $2 \div 5$  % выше наибольшего напряжения сети в точке установки ОПН.

При устойчивом существовании в нормальных режимах работы в месте установки ОПН высших гармоник  $U_{нр}$  выбирают на 10 % выше наибольшего рабочего напряжения сети.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН не должно превышать допустимое повышение напряжения защищаемого оборудования при длительности 20 мин (ГОСТ 1516.3).

8.1.8.2 Номинальный разрядный ток ( $I_n$ ) в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 53735.5 и МЭК 60099-5 следует принимать не менее 10 и 20 кА соответственно для классов напряжения 110 – 220 кВ и 330 – 750 кВ.

8.1.8.3 Выбранная энергоемкость ОПН должна обеспечивать способность ОПН выдерживать все возможные в эксплуатации расчетные импульсы коммутационных перенапряжений с учетом нормированного срока службы для ограничителя без потери своих рабочих характеристик и теплового разрушения.

8.1.8.4 Расчетная величина повышения напряжения в месте установки ОПН в нормальных и аварийных режимах с учетом работы релейной защиты и автоматики должна быть сопоставлена с характеристикой «напряжение-время» ОПН предоставляемой изготовителем. Если величина и длительность расчетных повышений напряжения превышают указанные изготовителем ОПН величины, то следует выбрать ОПН с более высоким наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением.

8.1.8.5 В месте установки ОПН токи КЗ должны быть не более указанных изготовителем токов взрывобезопасности.

8.1.9 Число и места установки ОПН, расстояние по ошиновке от ОПН до трансформаторов и другого защищаемого оборудования ОРУ 110 кВ следует выбирать расчетным путем<sup>5</sup> с учетом схемы ОРУ, числа отходящих ВЛ, длины подхода ВЛ, интенсивности грозовой деятельности, исходя из защитных характеристик ОПН и нормированных ГОСТ 1516.3 испытательных напряжений для защищаемого оборудования. При установке в ОРУ ОПН подвесного исполнения необходимо учитывать длину спуска до системы заземления.

8.1.10 Критерием достаточности числа установленных ОПН, их параметры и мест установки является выполнение требуемой надежности молниезащиты  $T_{Н.В}$  защищаемого оборудования от набегающих волн. Рекомендуемые показатели надежности молниезащиты  $T_{Н.В}$  для наиболее ответственного оборудования ПС (трансформаторов, автотрансформаторов и ШР) приведены в Таблице 8.1 [1].

Таблица 8.1 Рекомендуемые показатели надежности молниезащиты оборудования от набегающих грозовых волн

$U_n$ сети, кВ	110	220	330	500	750
$T_{Н.В}$ , лет	300-400	400-600	600-800	800-1000	1000-1200

8.1.11 Рекомендованные длины подходов, это несколько пролетов ВЛ, в пределах которых удары молнии могут приводить к появлению опасных перенапряжений, и которые должны быть выполнены без нарушения рекомендаций по молниезащите подходов ВЛ к ПС (сопротивлений заземления опор, линейной изоляции, наличия грозозащитного троса и требуемого угла тросовой защиты).

8.1.12 В Таблицах 8.2 – 8.6 приведены рекомендуемые наибольшие допустимые расстояния по ошиновке ПС 110 - 750 кВ, включая ответвления, от ОПН до трансформаторов и другого оборудования и длина подхода, отвечающих критериям надежности защиты электрооборудования по Таблице 8.1 для схем ПС:

- «тупиковая» – с одной отходящей ВЛ;
- «мостик» – ПС 110 – 220 кВ с двумя отходящими ВЛ;
- «2 системы шин с обходной» – ПС 110 кВ с тремя отходящими ВЛ;
- «четырёхугольник» – ПС 330 – 750 кВ с двумя отходящими ВЛ.

Приведенные в Таблицах 8.2 – 8.6 длины подходов и расстояния от ОПН соответствуют:

- параметрам ОПН, выбранным для каждого класса напряжения по п. 8.1.8;
- длине подхода ВЛ 110 – 330 кВ, выполненному на одноцепных стальных башенных опорах и подходу ВЛ 500 – 750 кВ на порталных опорах;
- сопротивлению заземления опор на подходе 20 Ом;
- интенсивности грозовой деятельности 30 грозочасов в год;

<sup>5</sup> коммерческие программы для расчета переходных процессов в электрических сетях: NI Multisim, Simulink, EMTP-RV, ATP-EMTP, MicroTran, RTDS Simulator, PSCAD-EMTDC и др.

– уровню изоляции защищаемого электрооборудования «а» по ГОСТ 1516.3.

Для других схем ПС, конструкций ВЛ и интенсивности грозовой деятельности выбор длины подхода и расстояний от защитного аппарата до защищаемого оборудования должен определяться расчетом в соответствии с п. 8.1.9 и п. 8.1.10 и по методике [1].

Таблица 8.2 Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования 110 кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м, до	
число отходящих ВЛ	число комплектов ОПН		Силового трансформатора	остального оборудования
1	1	650	25	40
2	2	1250	130	140
3 и более	2	650	145	150

Таблица 8.3 Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования 220 кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м, до	
число отходящих ВЛ	число комплектов ОПН		Силового трансформатора	остального оборудования
1	1	1150	10	95
1	2	1150	20	220
2	2	800	20	150
3 и более	2	1150	40	220

Таблица 8.4 Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования 330 кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м, до	
число отходящих ВЛ	число комплектов ОПН		Силового трансформатора (АТ и ШР)	остального оборудования
1	1	1300	10	50
1	2	1300	15	50
2	2	1300	25	110
2	4	1300	55	360

Таблица 8.5 Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования 500 кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м, до	
число отходящих ВЛ	число комплектов		Силового трансформатора (АТ и	остального оборудования

	ОПН		ШР)	
1	1	1800	15	85
1	2	1500	20	400
2	2	1500	60	320
2	4	1500	170	400

Таблица 8.6 Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования 750 кВ

Характеристика ПС		Длина подхода, м	Расстояние от ОПН, м, до	
число отходящих ВЛ	число комплектов ОПН		Силового трансформатора (АТ и ШР)	остального оборудования
1	3	2900	130	500
2	5	2400	220	500

8.1.13 При присоединении трансформатора к ОРУ кабельной линией напряжением 110 кВ и выше в месте присоединения кабеля к шинам ОРУ с ВЛ должен быть установлен комплект ОПН. Заземляющий зажим ОПН должен быть присоединен к металлическим оболочкам кабеля. В случае присоединения к шинам РУ нескольких кабелей, непосредственно соединенных с трансформаторами, на шинах РУ устанавливается один комплект ОПН. Место его установки следует выбирать как можно ближе к местам присоединения кабелей.

8.1.14 Для защиты электрооборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений комплект ОПН устанавливается:

- снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой (порталом);
- в случае присоединения КРУЭ кабельными линиями или кабельными вставками в месте перехода кабеля в воздушную линию;
- со стороны трансформаторов, автотрансформаторов и ШР как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора (автотрансформатора, ШР).

8.1.15 Необходимость установки комплекта ОПН в цепях присоединения трансформаторов (автотрансформаторов, ШР), на шинах КРУЭ определяется расчетом в зависимости от мест расположения и расстояний от ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН, схемы КРУЭ и количества отходящих от шин присоединений. Выбор параметров ОПН определяется расчетом с учетом мест их расположения, расстояний до защищаемого оборудования и обеспечения необходимого уровня защиты оборудования (по показателям надежности) как от набегающих грозовых волн, так и от коммутационных перенапряжений.

## 8.2 Защита подходов ВЛ к ОРУ ПС

8.2.1 Защита электрооборудования ОРУ 110 кВ и выше от набегающих со стороны ВЛ грозовых волн осуществляется комплексом мер, применяемых на подходах ВЛ к ОРУ, к которым относится:

- 1) Тросовая защита. Снятие троса на подходе ВЛ к ОРУ запрещается;
- 2) Защитный угол троса на ВЛ не более  $20 \div 26$  град.;
- 3) Нормирование импульсных сопротивлений заземления опор.

8.2.2 На каждой опоре подхода, за исключением случаев, предусмотренных в п. 8.2.3, трос должен быть присоединен к заземлителю опоры.

8.2.3 На подходах ВЛ 220 - 330 кВ к подстанциям на длине 1 - 3 км и на подходах ВЛ 500 – 750 кВ на длине 3 - 5 км, если тросы не используются для емкостного отбора, плавки гололеда или связи, их следует заземлять на каждой опоре.

Заземление троса должно быть выполнено с установкой перемычки, шунтирующей зажим.

8.2.4 Сопротивление заземления опор на подходе ВЛ 110 кВ и выше не должно превышать 10, 15 и 20 Ом при эквивалентном удельном сопротивлении земли в диапазоне  $0 \div 100$ ,  $101 \div 500$  и  $501 \div 1000$  Ом·м. Допускается увеличение сопротивлений заземляющих устройств опор на подходах ВЛ напряжением 110 кВ и выше в 1,5 раза при числе грозовых часов в году менее 20 и в 3 раза при числе грозовых часов в году менее 10.

8.2.5 Если выполнение заземлителей с требуемыми сопротивлениями заземления оказывается невозможным, то на первой опоре подхода со стороны РУ должен быть установлен комплект ОПН при заземлении ОПН на контур заземления ОРУ.

8.2.6 На подходах ВЛ напряжением 110 – 330 кВ с двухцепными опорами заземляющие устройства опор должны быть не выше 10 Ом.

8.2.7 В особо гололедных районах и в районах с эквивалентным удельным сопротивлением земли более 1000 Ом·м допускается выполнение защиты подходов ВЛ к РУ отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

8.2.8 Если ВЛ 110 – 220 кВ выполнена на деревянных опорах по всей длине, либо если линия построена на деревянных опорах, а подход ВЛ – на металлических опорах, то на первой опоре подхода ВЛ к ОРУ, считая со стороны ВЛ, должен быть установлен комплект ОПН.

Сопротивления заземления опор на которых установлены ОПН должны быть не более 10 Ом при удельном сопротивлении земли не выше 1 000 Ом·м и не более 15 Ом при более высоком удельном сопротивлении. Заземляющие спуски защитных аппаратов на деревянных опорах должны быть проложены по двум стойкам или с двух сторон одной стойки.

8.2.9 На ВЛ напряжением 110 кВ, которые имеют защиту тросом не по всей длине и в грозовой сезон могут быть длительно отключены с одной сто-

роны, следует устанавливать комплект ОПН на входных порталах или на первой от РУ опоре того конца ВЛ, который может быть отключен.

8.2.10 На ВЛ, работающей на пониженном напряжении относительно класса изоляции, на первой опоре защищенного подхода, считая со стороны линии, должен быть установлен комплект ОПН.

8.2.11 На ВЛ с изоляцией, усиленной по условию загрязнения атмосферы, на первой опоре защищенного подхода со стороны ВЛ должен устанавливаться комплект ОПН, если начало защищенного подхода к ОРУ находится в зоне усиленной изоляции.

8.2.12 На портале ПС 500 – 750 кВ или первой опоре ВЛ со стороны ОРУ должен быть установлен комплект ОПН.

8.2.13 Для регионов с высокоомными грунтами импульсные сопротивления заземления опор на подходах и локальные сопротивления заземления контура подстанции должны быть определены расчетом или измерением.

### 8.3 Защита разземленной нейтрали трансформаторов 110 – 220 кВ

8.3.1 Изоляция нейтрали силовых трансформаторов напряжением 110 – 220 кВ в соответствии с ГОСТ 1516.3 имеет пониженные по сравнению с изоляцией фазных выводов испытательные напряжения. Разземленная нейтраль таких трансформаторов должна защищаться ОПНН.

8.3.2 Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПНН определяется возможными повышениями напряжения частоты 50 Гц на разземленной нейтрали трансформатора при:

– одно и двухфазном КЗ, которое не превышает 0,6 и 0,428  $U_{\phi}$  соответственно. Время существования этих повышений напряжения определяется временем действия релейной защиты;

– неполнофазной коммутации трансформатора или неполнофазном режиме в сети. При этом напряжение на нейтрали равно  $U_{\phi}$ . Ликвидация неполнофазного режима может осуществляться с помощью релейной защиты за время 3 ÷ 5 с либо выполнением переключений эксплуатационным персоналом за время порядка 20 мин.

8.3.3 Прохождение импульса грозовой волны через обмотку ВН трансформатора увеличивает фронт и длительность падающей волны, приближая ее к параметрам импульсов коммутационных перенапряжений. Поэтому пропускная способность и защитный уровень ОПНН определяется при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс.

8.3.4 Приближенные параметры ОПНН для защиты нейтрали трансформаторов приведены в Таблице 8.7. Более точные параметры ОПНН следует определять расчетным путем, с учетом испытательного напряжения нейтрали трансформатора и возможных воздействий на ОПНН по величине и длительности в различных режимах работы сети.

Таблица 8.7 Приближенные параметры ОПНН для защиты нейтрали трансформаторов

Номинальное напряжение трансформатора, кВ	110	150	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПНН, кВ	56-60	77	120
Напряжение на ОПНН при токе 30/60 мкс с амплитудой 500 А, кВ	141	189	300
Ток пропускной способности, А	500	500	500

## 9 Молниезащита ВЛ

9.1 Весь комплекс мероприятий молниезащиты ВЛ должен обеспечить допустимое число отключений ВЛ с учетом условий эксплуатации (интенсивности грозовой деятельности, удельного сопротивления грунтов, статистических параметров тока молнии и т.д.).

Молниезащита ВЛ осуществляется применением тросовой защиты, заземлением опор с нормированными значениями сопротивления заземления, а так же, при необходимости, установкой на опорах ВЛ защитных аппаратов (ОПН).

9.2 В соответствии с [4] воздушные линии 110 - 750 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине.

9.3 Сооружение ВЛ 110 - 500 кВ или их участков без тросов допускается:

1) в районах с числом грозовых часов в году менее 20 и в горных районах с плотностью разрядов на землю менее 1,5 на 1 км<sup>2</sup> в год;

2) на участках ВЛ в районах с плохо проводящими грунтами ( $\rho > 10^3$  Ом·м);

3) на участках трассы с расчетной толщиной стенки гололеда более 25 мм;

4) для ВЛ с усиленной изоляцией провода относительно заземленных частей опоры при обеспечении расчетного числа грозовых отключений линии, соответствующего расчетному числу грозовых отключений ВЛ такого же напряжения с тросовой защитой.

Число грозовых отключений линии для случаев, приведенных в пп. 1 - 3, определенное расчетом с учетом опыта эксплуатации, не должно превышать без усиления изоляции трех в год для ВЛ 110 - 330 кВ и одного в год - для ВЛ 500 кВ.

Воздушные линии 110 - 220 кВ, предназначенные для электроснабжения объектов добычи и транспорта нефти и газа, должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине (независимо от интенсивности грозовой деятельности и удельного эквивалентного сопротивления земли).

Воздушные линии 110 кВ на деревянных опорах в районах с числом грозовых часов до 40, как правило, не должны защищаться тросами, а в районах с числом грозовых часов более 40 - защита их тросами обязательна.

9.4 При выполнении защиты ВЛ от грозových перенапряжений тросами необходимо руководствоваться следующим:

1) одностоечные металлические и железобетонные опоры с одним тросом должны иметь угол защиты не более  $30^\circ$ , а опоры с двумя тросами - не более  $20^\circ$ ;

2) на металлических опорах с горизонтальным расположением проводов и с двумя тросами угол защиты по отношению к внешним проводам для ВЛ 110 - 330 кВ должен быть не более  $20^\circ$ , для ВЛ 500 кВ - не более  $25^\circ$ , для ВЛ 750 кВ - не более  $22^\circ$ . В районах по гололеду IV и более и в районах с частой и интенсивной пляской проводов для ВЛ 110 - 330 кВ допускается угол защиты до  $30^\circ$ ;

3) на железобетонных и деревянных опорах portalного типа допускается угол защиты по отношению к крайним проводам не более  $30^\circ$ ;

4) при защите ВЛ двумя тросами расстояние между ними на опоре должно быть не более 5-кратного расстояния по вертикали от тросов до проводов, а при высоте подвеса тросов на опоре более 30 м расстояние между тросами должно быть не более 5-кратного расстояния по вертикали между тросом и проводом на опоре, умноженного на коэффициент, равный  $5,5/\sqrt{h}$ , где  $h$  - высота подвеса троса на опоре.

9.5 Крепление тросов на всех опорах ВЛ 220 - 750 кВ должно быть выполнено при помощи изоляторов, шунтированных ИП размером не менее 40 мм.

9.6 На каждом анкерном участке длиной до 10 км тросы должны быть заземлены в одной точке путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается таким, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при коротком замыкании (КЗ) на ВЛ, не происходил пробой ИП.

Изолированное крепление троса рекомендуется выполнять стеклянными подвесными изоляторами.

На ВЛ 110 - 150 кВ, если не предусмотрена плавка гололеда или организация каналов высокочастотной связи на тросе, изолированное крепление троса следует выполнять только на металлических и железобетонных анкерных опорах.

На участках ВЛ с неизолированным креплением троса и током КЗ на землю, превышающим 15 кА, заземление троса должно быть выполнено с установкой перемычки, шунтирующей зажим.

При использовании тросов для устройства каналов высокочастотной связи они изолируются от опор на всем протяжении каналов высокочастотной связи и заземляются на подстанциях и усилительных пунктах через высокочастотные заградители.

9.7 Количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух и определяться условиями обеспечения требуемой

надежности каналов высокочастотной связи. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

9.8 Изоляторы, на которых подвешен трос, должны быть шунтированы искровым промежутком. Размер ИП выбирается минимально возможным по следующим условиям:

- 1) разрядное напряжение ИП должно быть ниже разрядного напряжения изолирующего тросового крепления не менее чем на 20 %;
- 2) ИП не должен перекрываться при однофазном КЗ на землю на других опорах;
- 3) при перекрытиях ИП от грозовых разрядов должно происходить самопогасание дуги сопровождающего тока промышленной частоты.

На ВЛ 500 - 750 кВ для улучшения условий самопогасания дуги сопровождающего тока промышленной частоты и снижения потерь электроэнергии рекомендуется применять скрещивание тросов.

9.9 Если на тросах ВЛ предусмотрена плавка гололеда, то изолированное крепление тросов выполняется по всему участку плавки. В одной точке участка плавки тросы заземляются с помощью специальных перемычек. Тросовые изоляторы шунтируются ИП, которые должны быть минимальными, выдерживающими напряжение плавки и иметь разрядное напряжение меньше разрядного напряжения тросовой гирлянды. Размер ИП должен обеспечивать самопогасание дуги сопровождающего тока промышленной частоты при его перекрытии во время КЗ или грозовых разрядов.

9.10 Требуемый уровень грозоупорности ВЛ без тросов должен обеспечиваться установкой ОПН (пункты 9.17 - 9.19).

9.11 Опоры ВЛ 110 – 750 кВ должны быть заземлены. Сопротивления заземляющих устройств опор при их высоте до 50 м должны быть не более приведенных в Таблице 9.1.

При высоте опор более 50 м рекомендуется снизить сопротивление заземления опор в 2 раза по сравнению с приведенными в Таблице 9.1.

Деревянные опоры и деревянные опоры с металлическими траверсами ВЛ без грозозащитных тросов или других устройств молниезащиты не заземляются.

На двухцепных и многоцепных опорах ВЛ, независимо от класса напряжения линии и высоты опор, рекомендуется снижать сопротивления заземляющих устройств в 2 раза по сравнению с приведенными в Таблице 9.1.

Таблица 9.1 Наибольшее сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ

Удельное эквивалентное сопротивление грунта $\rho$ , Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 100	10
Более 100 до 500	15
Более 500 до 1000	20
Более 1000 до 5000	30

Удельное эквивалентное сопротивление грунта $\rho$ , Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
Более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Допускается увеличение сопротивления опор ВЛ, расположенных на высотах более 700 м над уровнем моря, не более чем в два раза по сравнению с сопротивлениями заземления, указанными в Таблице 9.1.

9.12 Для ВЛ, защищенных тросами, сопротивления заземляющих устройств, выполненных по условиям молниезащиты, должны обеспечиваться при отсоединенном тросе.

Сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ должны обеспечиваться и измеряться при токах промышленной частоты в период их наибольших значений в летнее время. Допускается производить измерение в другие периоды с корректировкой результатов путем введения сезонного коэффициента, однако не следует производить измерение в период, когда на значение сопротивления заземляющих устройств оказывает существенное влияние промерзание грунта.

9.13 Железобетонные фундаменты опор ВЛ 110 кВ и выше могут быть использованы в качестве естественных заземлителей при осуществлении металлической связи между анкерными болтами и арматурой фундамента и отсутствии гидроизоляции железобетона полимерными материалами.

Битумная обмазка на фундаментах не влияет на их использование в качестве естественных заземлителей.

9.14 При прохождении ВЛ 110 кВ и выше в местности с глинистыми, суглинистыми, супесчаными и тому подобными грунтами с удельным сопротивлением  $\rho \leq 1000$  Ом·м следует использовать арматуру железобетонных фундаментов, опор и пасынков в качестве естественных заземлителей без дополнительной укладки или в сочетании с укладкой искусственных заземлителей. В грунтах с более высоким удельным сопротивлением естественная проводимость железобетонных фундаментов не должна учитываться, а требуемое значение сопротивления заземляющего устройства должно обеспечиваться только применением искусственных заземлителей.

9.15 На ВЛ с деревянными опорами рекомендуется болтовое соединение заземляющих спусков; на металлических опорах соединение заземляющих спусков может быть выполнено как болтовым, так и сварным.

9.16 Заземлители опор ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле – 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

9.17 На одноцепных ВЛ 110 кВ и выше, защищенных тросом, при повышенных сопротивлениях заземления опор (50 Ом и выше) для повышения

грозоупорности ВЛ следует устанавливать ОПН параллельно гирляндам изоляции опор с повышенным сопротивлением заземления. Число опор и фаз, на которых должны быть установлены ОПН определяется технико-экономическими расчетами, исходя из допустимого числа отключений ВЛ.

9.18 При отсутствии тросовой защиты на участке ВЛ 110 кВ и выше для повышения грозоупорности следует устанавливать ОПН независимо от сопротивления заземления опор. ОПН следует устанавливать также на двух крайних опорах, примыкающих к бестросовому участку.

ОПН может быть подключен к ВЛ как через ИП так и без него. При непосредственном подключении ОПН между фазовым проводом и землей следует выбирать ОПН с максимальным значением номинального разрядного тока и наибольшим рабочим напряжением на  $15 \div 20$  % выше, чем у подстанционных ОПН того же класса напряжения.

9.19 На двухцепных ВЛ 110 кВ и выше, защищенных тросом, для снижения числа двухцепных грозовых перекрытий необходимо снизить сопротивление заземления опор до величины не более 20 Ом. При невозможности снижения сопротивления заземления опор следует установить на одной или нескольких фазах одной цепи ВЛ ОПН.

9.20 Повышение грозоупорности ВЛ на двухцепных опорах и сокращение числа двухцепных отключений ВЛ можно достичь усилением изоляции одной из цепей на  $20 \div 30$  % по сравнению с изоляцией другой цепи.

9.21 Кабельные вставки на ВЛ должны быть защищены от грозовых перенапряжений установкой ОПН по обоим концам кабеля. Заземляющий зажим ОПН должен быть соединен с заземлителем отдельным проводником.

Не требуют защиты от грозовых перенапряжений кабельные вставки 110 – 220 кВ длиной 1,5 км и более на ВЛ, защищенных тросами.

9.22 Гирлянды изоляторов единичных металлических опор, а также крайних опор участков с такими опорами и другие места с ослабленной изоляцией на ВЛ с деревянными опорами должны защищаться ОПН.

9.23 При выполнении защиты переходов ВЛ 110 – 750 кВ от грозовых перенапряжений необходимо:

- 1) защищать от прямых ударов молнии тросами;
- 2) количество тросов должно быть не менее двух с углом защиты по отношению к крайним проводам не более  $20^\circ$ . При расположении перехода за пределами длины защищаемого подхода ВЛ к РУ ПС с повышенным защитным уровнем в районах по гололеду III и более, а также в районах с частой и интенсивной пляской проводов допускается угол защиты до  $30^\circ$ ;
- 3) допускается отказ от тросовой защиты для переходов в гололедных районах с толщиной стенки гололеда более 25 мм при установке на опорах перехода ОПН;
- 4) горизонтальное смещение троса от центра крайней фазы должно быть не менее: 1,5 м – для ВЛ 110 кВ; 2 м – для ВЛ 150 кВ; 2,5 м – для ВЛ 220 кВ; 3,5 м – для ВЛ 330 кВ и 4 м – для ВЛ 500 – 750 кВ.

9.24 Для молниезащиты переходов с пролетами длиной выше 700 м или для с высотой опор выше 100 м рекомендуется установка ОПН на опорах перехода. Расстановка ОПН по фазам и опорам перехода определяется расчетом.

9.25 Сопротивление заземления опор перехода с ОПН рекомендуется уменьшать в два раза по сравнению со значениями, приведенными в Таблице 9.1.

**Емкости конденсаторов, шунтирующих контакты выключателей**

Таблица А.1

Тип выключателя	Емкость, шунтирующая контакты полюса, пФ	Тип выключателя	Емкость, шунтирующая контакты полюса, пФ
ВВН-150	330	ВВН-330-15	167
ВВШ-150	330	ВВН-330	303
ВВН-220-10	250	ВВДМ-330	413
ВВН-220-15	250	ВВ-330Б	167
ВВШ-220	250	ВВБ-500	288
ВВБ-220-12	825	ВВБ-500-30	275
ВВБ-220Б-40/2000	825	ВВ-500Б	550
ВВД-220	825	ВНВ-500	350
ВНВ-220	700	ВПБ-500	335
ВЭК-220	250	-	-
ВМТ-220Б	550	-	-

## Выбор молниеотвода

### Б.1 Общие положения

Выбор типа и высоты молниеотводов производится, исходя из значений требуемой надежности ( $P_3$ ). Объект считается защищенным, если совокупность всех его молниеотводов обеспечивает надежность защиты от прорывов молнии на защищаемый объект не менее  $P_3$ .

Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна - в комбинации со специально установленными молниеотводами.

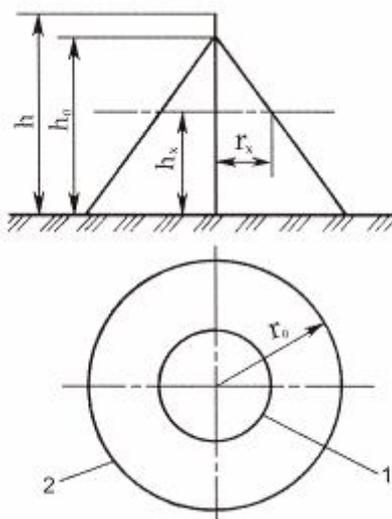
В общем случае выбор молниеотводов производится при помощи соответствующих компьютерных программ, способных вычислять зоны защиты или вероятность прорыва молнии в объект (группу объектов) любой конфигурации при произвольном расположении практически любого числа молниеотводов различных типов.

Если защита объекта обеспечивается простейшими молниеотводами (одиночным стержневым, одиночным тросовым, двойным стержневым, двойным тросовым, замкнутым тросовым), размеры молниеотводов можно определять, пользуясь заданными в настоящем стандарте зонами защиты.

### Б.2 Типовые зоны защиты стержневых и тросовых молниеотводов

#### Б.2.1 Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h$  является конус высотой  $h_0 < h$ , вершина которого находится на оси молниеотвода (рисунок Б.1). Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса  $h_0$  и радиусом конуса на уровне земли  $r_0$ .



- 1 - горизонтальное сечение зоны защиты на высоте  $h_x$ ;
- 2 - то же на уровне земли

## Рисунок Б.1 Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Для зоны защиты требуемой надежности (рисунок Б.1) радиус горизонтального сечения  $r_x$  на высоте  $h_x$  определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (\text{Б.1})$$

В Таблице Б.1 приведены формулы для расчета параметров  $h_0$ ,  $r_0$  в зависимости от надежности защиты  $P_z$  и высоты молниеотвода высотой до 150 м. При более высоких молниеотводах следует пользоваться специальной методикой расчета.

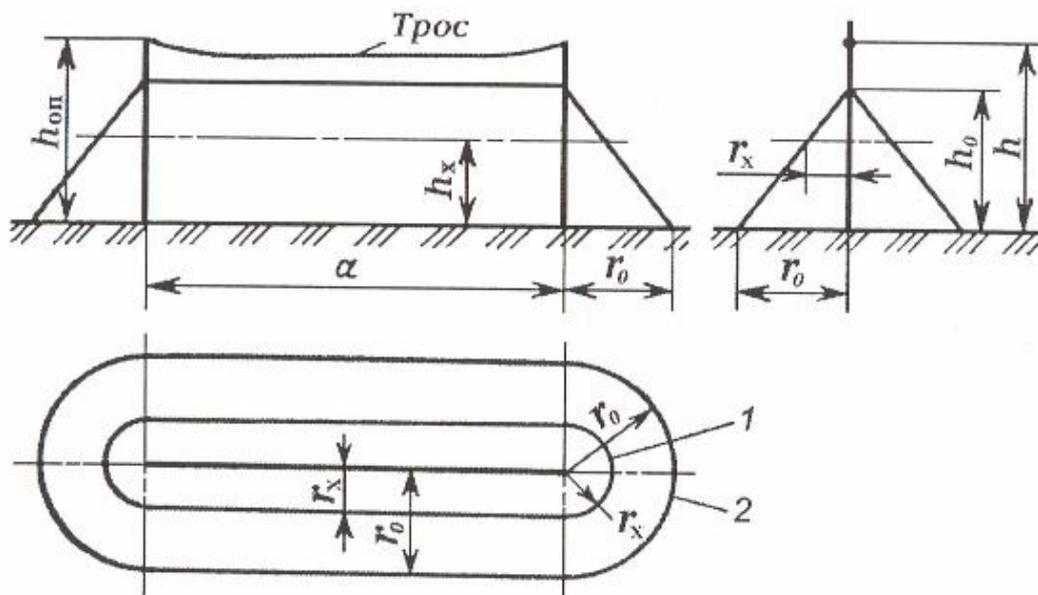
Таблица Б.1

Расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Надежность защиты $P_z$	Высота молниеотвода $h$ , м	Высота конуса $h_0$ , м	Радиус конуса $r_0$ , м
0,9	от 0 до 100	$0,85 \cdot h$	$1,2 \cdot h$
	от 100 до 150	$0,85 \cdot h$	$[1,2 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$
0,99	от 0 до 30	$0,8 \cdot h$	$0,8 \cdot h$
	от 30 до 100	$0,8 \cdot h$	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$	$0,7 \cdot h$
0,999	от 0 до 30	$0,7 \cdot h$	$0,6 \cdot h$
	от 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h-30)] \cdot h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$

### Б.2.2 Зоны защиты одиночного тросового молниеотвода

Стандартные зоны защиты одиночного тросового молниеотвода высотой  $h$  ограничены симметричными двускатными поверхностями, образующими в вертикальном сечении равнобедренный треугольник с вершиной на высоте  $h_0 < h$  и основанием на уровне земли  $2r_0$  (рисунок Б.2).



1 - горизонтальное сечение зоны защиты на высоте  $h_x$ ;  
2 - то же на уровне земли

## Рисунок Б.2 Зона защиты одиночного тросового молниеотвода

В Таблице Б.2 приведены формулы для расчета параметров  $h_0$ ,  $r_0$  в зависимости от надежности защиты  $P_3$  и высоты молниеотвода  $h_0$  для молниеотводов высотой до 150 м.

Таблица Б.2 Расчет зоны защиты одиночного тросового молниеотвода

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h, м$	Высота конуса $h_0, м$	Радиус конуса $r_0, м$
0,9	от 0 до 150	$0,87 \cdot h$	$1,5 \cdot h$
0,99	от 0 до 30	$0,8 \cdot h$	$0,95 \cdot h$
	от 30 до 100	$0,8 \cdot h$	$[0,95 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$0,8 \cdot h$	$[0,9 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$
0,999	от 0 до 30	$0,75 \cdot h$	$0,7 \cdot h$
	от 30 до 100	$[0,75 - 4,28 \cdot 10^{-4} \cdot (h-30)] \cdot h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$[0,72 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$	$[0,6 \cdot 10^{-3} \cdot (h-100)] \cdot h$

При большей высоте следует пользоваться специальным программным обеспечением. Здесь и далее под  $h$  понимается минимальная высота троса над уровнем земли (с учетом провеса).

Полуширина  $r_x$  зоны защиты требуемой надежности (рисунок Б.2) на высоте  $h_x$  от поверхности земли определяется выражением:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (\text{Б.2})$$

При необходимости расширить защищаемый объем к торцам зоны защиты собственно тросового молниеотвода могут добавляться зоны защиты несущих опор, которые рассчитываются по формулам одиночных стержневых молниеотводов, представленным в Таблице Б.1. В случае больших провесов тросов, например, у воздушных линий электропередачи, рекомендуется рассчитывать обеспечиваемую вероятность прорыва молнии программными методами, поскольку построение зон защиты по минимальной высоте троса в пролете может привести к неоправданным запасам.

### Б.2.3 Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

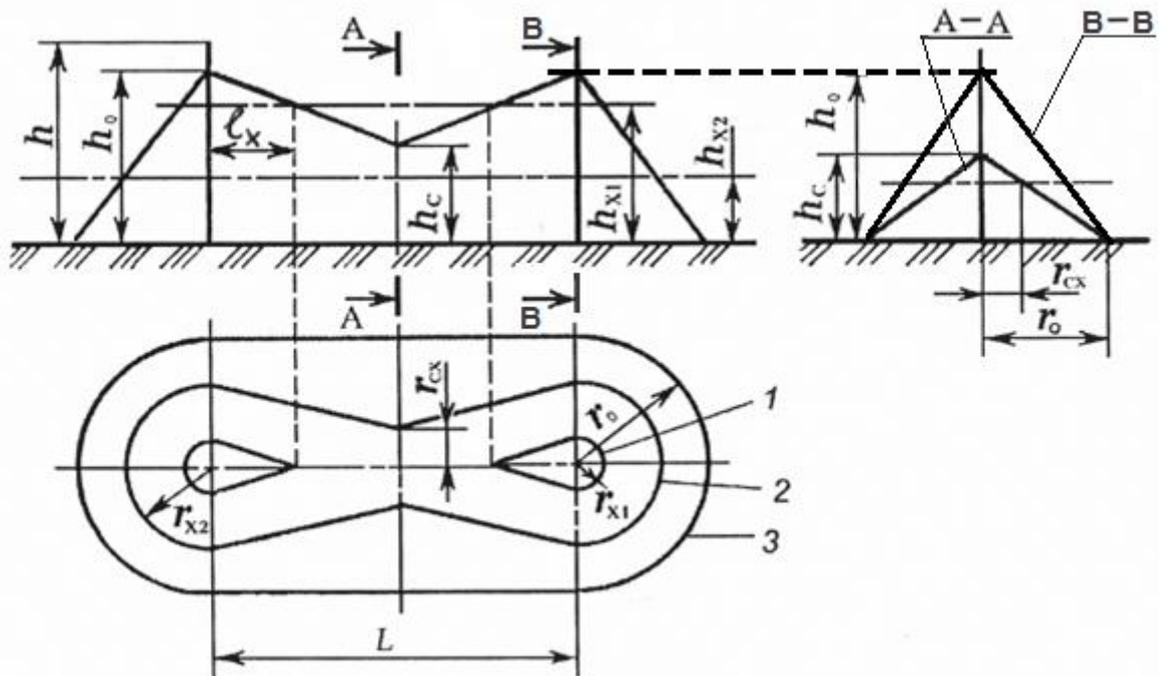
Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками  $L$  не превышает предельного значения  $L_{max}$ . В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные.

Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двойного стержневого молниеотвода (высотой  $h$  и расстоянием  $L$  между молниеотводами) представлена на рисунке Б.3. Построение внешних областей зон двойного молниеотвода (полуконусов с габаритами  $h_0$ ,  $r_0$ ) производится по формулам Таблицы Б.1 для одиночных стержневых молниеотводов. Размеры внутренних областей определяются параметрами  $h_0$  и

$h_c$ , первый из которых задает максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотводов, а второй - минимальную высоту зоны по середине между молниеотводами. При расстоянии между молниеотводами  $L \leq L_c$  граница зоны не имеет прогиб ( $h_c = h_0$ ). Для расстояний  $L_c \leq L \leq L_{max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_0. \quad (\text{Б.3})$$

Входящие в него предельные расстояния  $L_{max}$  и  $L_c$  вычисляются по эмпирическим формулам Таблицы Б.3, пригодным для молниеотводов высотой до 150 м. При большей высоте молниеотводов следует пользоваться специальным программным обеспечением.



- 1 - горизонтальное сечение зоны защиты на высоте  $h_{x1}$ ;
- 2 - то же на высоте  $h_{x2}$ ;
- 3 - то же на уровне земли

Рисунок Б.3 Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Размеры горизонтальных сечений зоны вычисляются по следующим формулам, общим для всех уровней надежности защиты:

максимальная полуширина зоны  $r_x$  в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}; \quad (\text{Б.4})$$

длина горизонтального сечения  $\ell_x$  на высоте  $h_x \geq h_c$

$$\ell_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \quad (\text{Б.5})$$

причем при  $h_x < h_c$ ,  $\ell_x = L/2$ ;

ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами  $2r_{cx}$  на высоте  $h_x \leq h_c$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}, \quad (\text{Б.6})$$

где все размеры в м;  $h_0$  и  $r_0$  определяются по высоте молниеотводов  $h$  по Таблице Б.1,  $h_c$  – по формуле Б.3,  $h_x$  задается.

Таблица Б.3 Расчет параметров зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h, м$	$L_{max}, м$	$L_c, м$
0,9	от 0 до 30	$5,75 \cdot h$	$2,5 \cdot h$
	от 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$	$2,5 \cdot h$
	от 100 до 150	$5,5 \cdot h$	$2,5 \cdot h$
0,99	от 0 до 30	$4,75 \cdot h$	$2,25 \cdot h$
	от 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$	$[2,25 - 0,0107 \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$4,5 \cdot h$	$1,5 \cdot h$
0,999	от 0 до 30	$4,25 \cdot h$	$2,25 \cdot h$
	от 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h-30)] \cdot h$	$[2,25 - 0,0107 \cdot (h-30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$4,0 \cdot h$	$1,5 h$

#### Б.2.4 Зоны защиты двойного тросового молниеотвода

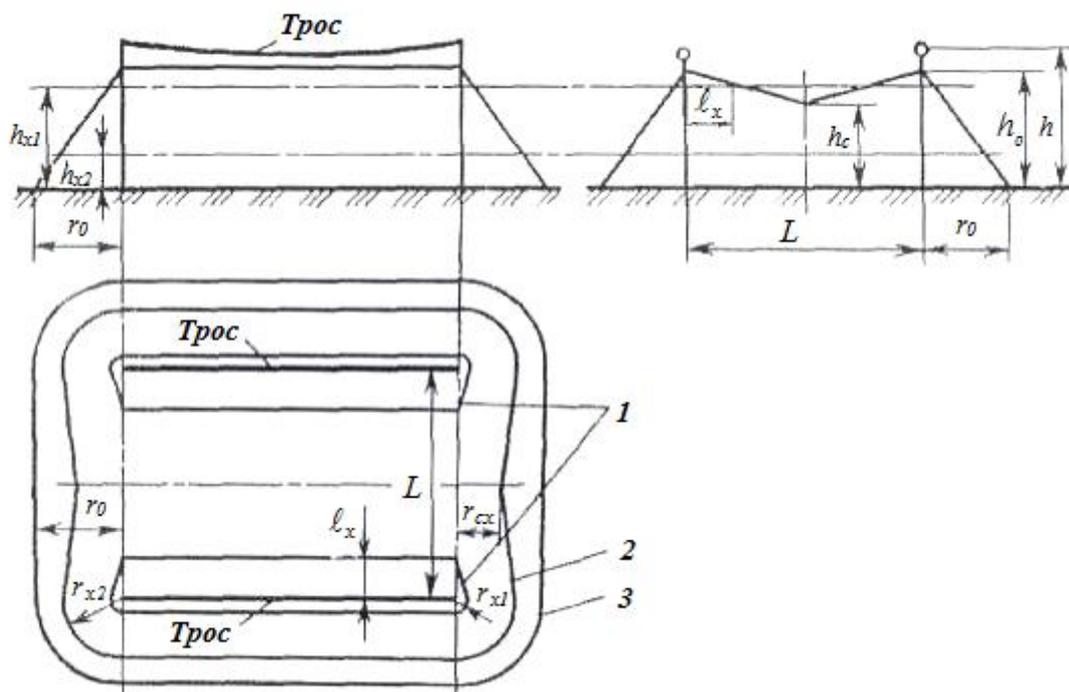
Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между тросами  $L$  не превышает предельного значения  $L_{max}$ . В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные.

Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двойного тросового молниеотвода (высотой  $h$  и расстоянием между тросами  $L$ ) представлена на рисунке Б.4. Построение внешних областей зон (двух односкатных поверхностей с габаритами  $h_0, r_0$ ) производится по формулам Таблицы Б.2 для одиночных тросовых молниеотводов.

Размеры внутренних областей определяются параметрами  $h_0$  и  $h_c$ , первый из которых задает максимальную высоту зоны непосредственно у тросов, а второй - минимальную высоту зоны по середине между тросами. При расстоянии между тросами  $L \leq L_c$  граница зоны не имеет прогиба ( $h_c = h_0$ ). Для расстояний  $L_c \leq L \leq L_{max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_0. \quad (\text{Б.7})$$

Входящие в него предельные расстояния  $L_{max}$  и  $L_c$  вычисляются по эмпирическим формулам Таблицы Б.4, пригодным для тросов с высотой подвеса до 150 м. При большей высоте молниеотводов следует пользоваться специальным программным обеспечением.



- 1 - горизонтальное сечение зоны защиты на высоте  $h_{x1}$ ;
- 2 - то же на высоте  $h_{x2}$ ;
- 3 - то же на уровне земли

Рисунок Б.4 Зона защиты двойного тросового молниеотвода

Длина горизонтального сечения зоны защиты на высоте  $h_x$  определяется по формулам:

$$\ell_x = L/2, \text{ при } h_c \geq h_x; \quad (\text{Б.8})$$

$$\ell_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \text{ } 0 < h_c < h_x \quad (\text{Б.9})$$

Для расширения защищаемого объема на зону двойного тросового молниеотвода может быть наложена зона защиты опор, несущих тросы, которая строится как зона двойного стержневого молниеотвода, если расстояние  $L$  между опорами меньше  $L_{max}$ , вычисленного по формулам табл. Б.3. В противном случае опоры рассматриваются как одиночные стержневые молниеотводы.

Когда тросы непараллельны или разновысоки, либо их высота изменяется по длине пролета, для оценки надежности их защиты следует воспользоваться специальным программным обеспечением. Так же рекомендуется поступать при больших провесах тросов в пролете, чтобы избежать излишних запасов по надежности защиты.

Таблица Б.4 Расчет параметров зоны защиты двойного тросового молниеотвода

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h$ , м	$L_{\max}$ , м	$L_c$ , м
0,9	от 0 до 150	$6,0 \cdot h$	$3,0 \cdot h$
0,99	от 0 до 30	$5,0 \cdot h$	$2,5 \cdot h$
	от 30 до 100	$5,0 \cdot h$	$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 100)] \cdot h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 100)] \cdot h$
0,999	от 0 до 30	$4,75 \cdot h$	$2,25 \cdot h$
	от 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)] \cdot h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)] \cdot h$
	от 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 100)] \cdot h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 100)] \cdot h$

**Наименьшее расстояние между проводами или между проводами и тросами при пересечении ВЛ между собой и с ВЛ более низкого напряжения**

Таблица В.1 При пересечении ВЛ 220-110 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения

Длина пролета ВЛ, м	Наименьшее расстояние между проводами или между проводами и тросами, м, при расстоянии от места пересечения до ближайшей опоры ВЛ, м					
	30	50	70	100	120	150
до 200	4	4	4	4	-	-
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	6	6,5	7

Таблица В.2 При пересечении ВЛ 500-330 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения

Длина пролета ВЛ, м	Наименьшее расстояние между проводами или между проводами и тросами, м, при расстоянии от места пересечения до ближайшей опоры ВЛ, м					
	30	50	70	100	120	150
до 200	5	5	5	5,5	-	-
300	5	5	5,5	6	6,5	7
450	5	5,5	6	6	7,5	8

## Библиография

1. РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений, ПЭИПК, С-Петербург, 1999.
2. СТО 56947007-29.130.10.090-2011 Типовые технические требования к комплектным распределительным устройствам с элегазовой изоляцией (КРУЭ) классов напряжения 110-500 кВ (с изменениями от 20.08.2012, от 19.01.2015), ОАО «ФСК ЕЭС».
3. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ОАО «ФСК ЕЭС».
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (издание седьмое). Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 № 187.
5. СТО 56947007-29.180.02.140-2012 Методические указания по проведению расчётов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС, ОАО «ФСК ЕЭС».
6. СО 153-34.21.122-03 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
7. МЭК 60099-4 (2014) Разрядники для защиты от перенапряжений. Часть 4. Оксидно-металлические разрядники без искровых промежутков для защиты от перенапряжений в системах переменного тока (IEC 60099-4 (2014) Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems).
8. МЭК 60099-5 (2013) Разрядники для защиты от перенапряжений. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению (IEC 60099-5 (2013) Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations).
9. СТО 56947007-29.240.10.191-2014 Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».