

**Филиал Открытого акционерного общества
«Научно-технический центр электроэнергетики» -
Институт по проектированию сетевых и энергетических
объектов**

Р У М
РУКОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО
ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Выпуск № 2 2008 год

Издается с января 1954 года
Периодичность: 6 выпусков в год

Москва

СОДЕРЖАНИЕ

02. Нормативные материалы общего назначения

ИММ № 02.01-2008 от 20.02.2008

Об итогах аттестации электрооборудования, технологий и материалов
Межведомственных комиссий (МВК).....4

ИММ № 02.02-2008 от 03.03.2008

О введении национальных стандартов РФ: ГОСТ Р 52735 2007;
ГОСТ Р 52736 2007.....10

ИММ № 02.03-2008 от 06.03.2008

О мерах по повышению устойчивости подстанций к климатическим воздействиям.....12

03. Номенклатурные каталоги на изделия

ИММ № 03.01-2008 от 28.02.2008

О выпуске ОАО «Самарский завод «Электроцит»
КРУ СЭЦ-65 и КРУ СЭЦ-66.....56

ИММ № 03.02-2008 от 28.02.2008

О выпуске заводом ЗАО «ПЗЭМИ» кабельных термоусаживаемых муфт
на напряжение 1-10 кВ исполнения «нг» и адаптеров на напряжение 10-20 кВ91

ИММ № 03.03-2008 от 03.04.2008

О выпуске ЗАО «МЗВА» устройства защиты от перенапряжений
типа LVA для ВЛ 0,4 кВ100

ФИЛИАЛ ОАО «НТЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

20.02.2008

№ 02.01-2008

/Об итогах аттестации электрооборудования,
технологий и материалов Межведомствен-
ных комиссий (МВК)/

В дополнение к ИММ № 02.02-2007 от 20.02.2007 (РУМ 2007, выпуск № 2) публикуем сведения Межведомственных комиссий ОАО «ФСК ЕЭС» об аттестованном электротехническом оборудовании, принятым МВК в 2006-2007 г.г. и допущенным к эксплуатации в энергетике России.

Основание: информация ОАО «ФСК ЕЭС» от 15.02.08
За дополнительной информацией следует обращаться:
Сайт ОАО «ФСК ЕЭС» - www.fsk-ees.ru

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

Таблица 1

Перечень электротехнического оборудования принятого Межведомственными комиссиями ОАО «ФСК ЕЭС» и допущенного к применению

Производитель/Заявитель	Наименование	Дата
ВЧ-ЗАГРАДИТЕЛИ		
ООО «АББ Энергосвязь»	Высокочастотные заградители типа DLTC на номинальные токи 400-4000 А, номинальную индуктивность 0,2-2 мГн	31.10.2007
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ		
Филиал Компании «Энергомаш (ЮК) Лимитед» в г. Екатеринбурге	Выключатели элегазовые типа ВГТ-35 50/3150 У1, ВГТ-35 50/3150 ХЛ1 *	27.07.2007
ЗАО «Шнейдер Электрик»	Элегазовые выключатели LF1, LF2, и LF3 на напряжение 10 кВ	18.10.2007
Филиал Компании «Энергомаш (ЮК) Лимитед» в г. Екатеринбурге	Выключатели элегазовые серии ВГТ-110 У1 и ХЛ1*; ВГТ-220 У1 и ХЛ1*	10.12.2007
Филиал Компании «Энергомаш (ЮК) Лимитед» в г. Екатеринбурге	Элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110П*-40/2000...2500 УХЛ1 *	10.12.2007
Филиал Компании «Энергомаш (ЮК) Лимитед» в г. Екатеринбурге	Элегазовые выключатели серии ВГБ-35	10.12.2007
ОАО ВО «Электроаппарат»	Элегазовый колонковый выключатель типа ВГП-110-II	24.01.2006
ОАО «Карпинский электромашино-строительный завод»	Выключатель вакуумный ВВУС-35	30.05.2006
ФГУП «НПП «Контакт», г. Саратов	Вакуумный выключатель типа ВБ-35 УХЛ2	30.05.2006
ФГУП «НПП «Контакт», г. Саратов	Вакуумный выключатель типа ВБЭК-35 УХЛ2	30.05.2006
ФГУП «НПП «Контакт», г. Саратов	Вакуумный выключатель типа ВБС-35 III УХЛ1	30.05.2006
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВВОДЫ		
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Трансформаторные вводы типа GOE/R 1175-850-2500 и GOE/R 1675-1175	27.07.2007
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Вводы с твердой изоляцией типа BRBT-90-110-550/2000, BRIT-90-110-550/2000, BRIT-R-90-110-550/800, BRVB-30-110-550/2000, BRIT-90-220-1050/2000 для трансформаторов	01.08.2007
ИЗОЛЯТОРЫ		
ООО «ВЗЭФ»	Изоляторы керамические опорные серии «С»	19.02.2007
ООО «Альфа-Энерго»	Изолятор опорный стержневой полимерный ИОСПК-10-110/450-IV-УХЛ1, ИОСПК-10-110/480- IV-УХЛ1, ИОСПК-10-110/550-IV-УХЛ1	17.03.2007
ОАО «ЭЛИЗ» г. Пермь	Модернизированные керамические опорные изоляторы повышенной надежности типа ИОС-110-400-01 УХЛ1; ИОС-110-600-01 УХЛ1	01.06.2007
ЗАО «РОСИЗОЛЬ»	Изолятор опорный полимерный на номинальное напряжение 220 кВ ОТК 8-220-2-УХЛ-1	16.10.2006

Продолжение таблицы 1

Производитель/Заявитель	Наименование	Дата
ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ		
Компания «Socomes Sicon UPS», Италия	Источники бесперебойного питания «Masterys»	23.10.2007
Компания «Socomes Sicon UPS», Италия	Источники бесперебойного питания «Modulys»	23.10.2007
Фирма «F.I.A.M.M. S.p.A», Италия	Аккумуляторные батареи серии GroE, OPzS	26.11.2007
КАБЕЛЬ И АРМАТУРА СВЯЗИ		
ЗАО «ТРАНСВОК»	Самонесущий неметаллический оптический кабель марки ОКМС	10.01.2007
ООО «Саранскабель-Оптика»	Оптические кабели, встроенные в грозотрос марок ОКГТ-ц и ОКГТ-с	30.01.2007
Фирма «NKT cables GmbH», Германия	Кабели и арматура высокого напряжения для сетей 110-330 кВ	26.11.2007
ЗАО «ОФС Связьстрой-1 ВОКК»	Самонесущие неметаллические оптические кабели марок ДС и ДС(т)	11.01.2006
Компания «Norddeutsche Seekabelwerke GmbH»	Оптические кабели связи типа ОКГТ (OPGW)	03.10.2007
Компания «Norddeutsche Seekabelwerke GmbH»	Оптические кабели связи типа ОКСН (ADSS)	03.10.2007
КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ		
ЗАО «Росэлектропром Холдинг»	Комплектные трансформаторные подстанции серии КТП мощностью от 160 до 2500 кВ·А для работы с номинальными напряжениями 6, 10 кВ	22.12.2006
КОНДЕНСАТОРЫ		
ОАО «УККЗ», Республика Казахстан	Конденсаторы связи СМА(В) 166/3 14,18 нФ	02.02.2006
КРУ		
ОАО «Уфимский завод «Электроаппарат»	Устройство комплектное распределительное К-304Б УЗ	14.08.2007
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЛ		
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Внутрифазные дистанционные распорки-гасители типа ЗРД -400	27.07.2007
ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»	Стальная многогранная промежуточная опора одноцепная для ВЛ 220 кВ	06.08.2007
ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»	Стальная многогранная промежуточная опора одноцепная и двухцепная для ВЛ 330 кВ	06.08.2007
ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»	Стальная многогранная промежуточная опора четырехцепная анкерно-угловая опора УМГ 110-4УР	06.08.2007
ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»	Стальная многогранная промежуточная опора четырехцепная анкерно-угловая опора УМ 220-4,2В	06.08.2007
Фирма «Gorny GmbH», Германия/ООО «Gorny – RUS»	Зажимы клиносочлененные для крепления сталеалюминевых проводов к натяжным подвескам анкерно-угловых опор	27.12.2007

Продолжение таблицы 1

Производитель/Заявитель	Наименование	Дата
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Многочастотные гасители вибрации типа ГВ для воздушной линии электропередачи	14.04.2006
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Зажимы поддерживающие глухие спиральные для крепления неизолированных проводов и канатов на опорах воздушных линий электропередачи	15.04.2006
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Зажимы натяжные спиральные для крепления неизолированных проводов и тросов к опорам воздушных линий электропередачи	16.04.2006
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Зажимы спиральные для соединения и ремонта неизолированных проводов и тросов воздушных линий электропередачи	17.04.2006
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Зажимы соединительные шлейфовые спиральные для неизолированных проводов воздушных линий электропередачи	18.04.2006
ЗАО «Электросетьстройпроект»	Протекторы защитные спиральные для защиты неизолированных проводов воздушных линий электропередачи	19.04.2006
ОАО «Толмачевский завод железобетонных и металлических конструкций»	Железобетонные вибрированные стойки для опор ВЛ 0,4-10 кВ	21.07.2006
ООО «ВолгоМетиз»	Стальные канаты (грозотросы), оцинкованные гальваническим методом по группе «ОЖ», диаметром 9,1-11,0 мм по ГОСТ 3064-80	04.09.2006
ОПН		
ЗАО «ПОЛИМЕР-АППАРАТ»	Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПНп для электрических сетей переменного тока 3-35 кВ	04.02.2008
ЗАО «ПОЛИМЕР-АППАРАТ»	Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПНп для электрических сетей переменного тока 110, 150, 220 и 330 кВ	04.02.2008
ЗАО «ПОЛИМЕР-АППАРАТ»	Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПНп для электрических сетей переменного тока 500 и 750 кВ	04.02.2008
ООО «Сименс»	Ограничители перенапряжений типа ЗЕР2-ЗЕР3, ЗEQ3, ЗЕР4	18.10.2007
ЗАО «НИИ ЗАИ», г. Санкт-Петербург	ОПН в полимерных покрышках класса напряжения 6, 10 и 35 кВ	12.04.2007
ЗАО «НИИ ЗАИ», г. Санкт-Петербург	Ограничители перенапряжений на напряжение 15, 20, 330, 500 кВ	12.04.2007
ЗАО «НИИ ЗАИ», г. Санкт-Петербург	ОПН в фарфоровых покрышках класса напряжения 6-220 кВ	16.04.2007
ООО «Севзаппром»	ОПН-П, ОПН-Ф на классы напряжений 3-35 и 110-500 кВ	24.04.2007
ООО «Севзаппром»	ОПН-П, ОПН-Ф на классы напряжений 500 и 750 кВ	04.06.2007

Продолжение таблицы 1

Производитель/Заявитель	Наименование	Дата
РАЗРЯДНИКИ		
ОАО НПО «Стример» г. Санкт-Петербург	Длинно-искровые разрядники РДИМ-10-1,5; РДИМ-10-К; РДИШ-10	25.05.2007
РАЗЪЕДИНИТЕЛИ		
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Разъединители переменного тока наружной установки типов SGF420 и SGF550	05.06.2007
РЕАКТОРЫ		
Фирма «EGE, spol.s. r.o.», Чехия	Плавно регулируемые автоматические дугогасящие масляные реакторы типа ZTC (ASR) мощностью от 100 до 2500 кВ·А на напряжения от 6 до 35 кВ	10.12.2007
ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ		
ОАО «ПК ХК «Электрозавод»	Автотрансформатор АДЦТН 250000/220/110-У1	28.03.2007
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Автотрансформатор АДТН 250000/330-У1 (уст. МЭС Северо-Запада, ПС Князегубская) АББ Sp. Z.o.o (Польша)	19.04.2007
УП «МЭТЗ им. В.И. Козлова»	Трансформаторы серий ТМ, ТМГ, ТМГМШ, ТМСУ, ТМГСУ, ТМБГ классов напряжения до 35 кВ	27.06.2007
СП ОАО «Чирчикский трансформаторный завод», Узбекистан	Трансформатор типа ТМН 6300/35/10(6,3) У1	30.07.2007
СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ		
ЗАО «Интера»	Системы контроля и управления (СКУ)	26.11.2007
ООО «Элара-Тексто», г. Чебоксары	Система управления мониторинга и диагностики оборудования типа СУМТО	04.04.2007
СРЕДСТВА СВЯЗИ		
Nortel Corporation	Серия SDN мультиплексоров Nortel Optera Metro 4000 (модели 4000, 4200, 4150, 4100)	11.04.2007
ОАО «Шадринский телефонный завод»	Аппаратура каналов связи и телемеханики АКСТ «Линия-М»	20.04.2007
ООО «Алексэн»	Программно-технический комплекс системы регистрации диспетчерских переговоров «Эхо- плюс»	02.05.2007
Компания «Siemens AG, PTD EA 4 CS», Германия	Аппаратура PowerLink (для передачи информации с частотным и временным разделением)	22.05.2007
ЗАО «НТЦ НАТЕКС»	Системы технологической связи в составе оборудования СЦИ FlexGain A155, FlexGain A2500Extra и гибкого мультиплексора Nateks ММХ (включая модель Nateks-ОСН)	01.10.2007
ООО «Уралэнергосервис»	Аппаратура передачи команд противоаварийной автоматики АКА «Кедр» по каналам ВЧ, НЧ и ВОЛС	17.02.2006
Фирма «ABB Switzerland Ltd.», Utility Automation Systems	Фильтр присоединения типа А9BS	18.05.2006
СРЕДСТВА ТЕЛЕМЕХАНИКИ		
ЗАО «Вокорд Телеком»	Устройство ввода-вывода информации «Фобос»	15.11.2007
ЗАО «Систел-2000»	Устройство телемеханики контролируемого пункта МТК-30.КП	24.04.2005

Продолжение таблицы 1

Производитель/Заявитель	Наименование	Дата
ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ		
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Трансформаторы напряжения емкостных типов СРА и СРВ на наибольшие рабочие напряжения 123, 245, 362, 550 кВ (для применения в сетях 110, 220, 330, 500 кВ)	31.07.2007
ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА		
ОАО ВО «Электроаппарат»	Трансформаторы тока типа ТГФМ-110П*	05.02.2008
ОАО ВО «Электроаппарат»	Трансформаторы тока типа ТГФМ-220П*	05.02.2008
Компания «ABB Transmission & Distribuzione SpA Divisione Adda», Италия	Трансформаторы тока с элегазовой изоляцией типов TG - 420 и TG -550 (Италия)	07.02.2007
ООО «АББ Электроинжиниринг»	Трансформаторы тока серии IMB для применения в сетях переменного тока с номинальным напряжением 110-550 кВ	02.07.2007
ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока»	Трансформаторы тока наружной установки ТВ типа ТВ – 110-IX	12.09.2007
ООО «Тольяттинский трансформатор»	Трансформаторы тока встроенные серии ТВТ и ТВ	17.10.2007
ОАО «ПК ХК «Электрозавод»	Трансформаторы тока серии ТФМ	29.12.2006
ПРОЧЕЕ		
Компания «GUTOR Elektronik Ltd.», Швейцария	Системы оперативного постоянного тока энергообъектов	19.03.2007
Компания «GUTOR Elektronik Ltd.», Швейцария	Щиты собственных нужд и оперативного постоянного тока энергообъектов	19.04.2007
ООО НПЦ «Энерком-Сервис»	Конденсаторные батареи для статических компенсаторов реактивной мощности	31.07.2007
ООО НПО «Техносервис-Электро»	Измеритель параметров изоляции «Вектор-2,0М»	18.10.2007
ООО «Системы Постоянного Тока»	Зарядно-выпрямительные устройства серий «НРТ» и «НРТ+НР»	22.10.2007
ОАО «НИТИ-ТЕСАР»	Малогабаритное переносное устройство контроля пробивного напряжения трансформаторных масел КРН-901 (предназначен для экспрессконтроля пробивного напряжения изоляционных масел)	08.11.2007
ОАО «НИТИ-ТЕСАР»	Линия очистки трансформаторных масел ЛТМ-902 и входящих в ее состав линии ЛТМ-901 и блока подогрева масла БПМ-903	21.11.2007
ОАО «НИТИ-ТЕСАР»	Стенды очистки жидкостей серии СОГ (СОГ-933К1, СОГ-933КТ1, СОГ-933КН1 и СОГ-933КТН1)	21.11.2007
ОАО «НИТИ-ТЕСАР»	Прибор контроля чистоты жидкости ПКЖ-904А	21.11.2007
ЗАО НПО «Логотех»	Аппаратно-программный комплекс МИК-1 для контроля механического состояния опорных стержневых изоляторов	24.01.2006
ООО «ТКЗ-Эмаль»	Таблички по охране труда и электробезопасности и плакаты с эмалевым покрытием	28.09.2006

ФИЛИАЛ ОАО «НТЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

03.03.2008№ 02.02-2008

/О введении национальных стандартов РФ:
ГОСТ Р 52735-2007; ГОСТ Р 52736-
2007/

Сообщаем для сведения и руководства, что опубликованы следующие нормативные документы:

1. Национальный стандарт Российской Федерации.

ГОСТ Р 52735-2007 (введен впервые)

«Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ». М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. Дата введения 2008-07-01. (Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 июля 2007 № 173-ст).

2. Национальный стандарт Российской Федерации.

ГОСТ Р 52736-2007 (введен впервые)

«Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания». М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. Дата введения 2008-07-01. (Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 июля 2007 № 174-ст).

Основание: информация ФГУП «Стандартинформ».

За дополнительной информацией и по вопросу заказа следует обращаться:

**Реквизиты территориальных отделов распространения
НТД и НТИ ФГУП «Стандартинформ»:**

Территориальный отдел распространения НТД и НТИ № 1

119991, Москва, ул. Донская, 8

Телефон: (495) 236-50-34, телефон/факс 236-01-72

E-mail: standart1@comail.ru, www.standart1.ru

ИНН 7703385195, КПП 770605001, р/с 40502810500100000460 в ОАО «МИНБ»
ДО Октябрьское отд., г. Москва, БИК 044525600, к/с 30101810300000000600,
ОКВЭД 22.1, ОКПО 76056227, ОГРН 1057703026633.

Обслуживает области: Брянскую, Владимирскую, Волгоградскую, Воронежскую, Ивановскую, Калужскую, Костромскую, Курскую, Липецкую, Московскую, Орловскую, Пензенскую, Рязанскую, Самарскую, Саратовскую, Смоленскую, Тамбовскую, Тульскую, Ульяновскую, Ярославскую; республики: Марий Эл, Мордовию, Татарстан, Чувашскую; страны СНГ и Балтии.

Территориальный отдел распространения НТД и НТИ № 3

194292, Санкт-Петербург, пр. Культуры, 26/1

Телефон: (812) 557-86-21, 558-16-39; факс 598-53-10

E-mail: info@standards.spb.ru

ИНН 7703385195, р/с 40502810113000000026 в Выборгском филиале ОАО «Промышленно-строительный банк» г. Санкт-Петербург, к/с 30101810200000000791 БИК 044030791.

Обслуживает области: Архангельскую, Вологодскую, Калининградскую, Кировскую, Ленинградскую, Мурманскую, Нижегородскую, Новгородскую, Псковскую, Тверскую; республики: Карелию, Коми.

Территориальный отдел распространения НТД и НТИ № 10

350010, Краснодар, ул. Офицерская, 48

Телефон: (861) 224-01-20, 224-13-73

E-mail: qost-vuq@mail.kubtelecom.ru

ИНН 7703385195, КПП 231004001, р/с 40502810400110005532 В Ленинском филиале ОАО АКБ «Югбанк» г. Краснодар, БИК 040349713, к/с 30101810400000000713.

Обслуживает края: Краснодарский, Ставропольский; области: Астраханскую, Белгородскую, Ростовскую; республики: Адыгею, Дагестан, Кабардино-Балкарскую, Калмыкию, Карачаево-Черкесскую, Северную Осетию (Аланию), Ингушскую, Чеченскую.

Территориальный отдел распространения НТД и НТИ № 13

630108, Новосибирск, ул. Котовского, 40

Телефон/факс: (383) 353-94-36, тел. 353-94-93

E-mail: tor13@online.sinor.ru

ИНН 7703385195, КПП 540402001, р/с 40502810300000000020 Банк «Левобережный» ОАО г. Новосибирска, БИК 045017834, к/с 30101810100000000834.

Обслуживает края: Алтайский, Красноярский, Приморский, Хабаровский; области: Амурскую, Иркутскую, Камчатскую, Кемеровскую, Магаданскую, Новосибирскую, Омскую, Сахалинскую, Томскую, Тюменскую, Читинскую; республики: Алтай, Бурятию, Саха (Якутию), Тыву, Хакасию; Еврейскую автономную область, Чукотский автономный округ.

Территориальный отдел распространения НТД и НТИ № 14

620041, Екатеринбург, ул. Солнечная, 41

Телефон/факс (343) 341-68-27, 341-65-54

E-mail: tor14@sky.ru

ИНН 7703385195, р/с 40502810900040000035, к/с 30101810500000000766 в ЗАО «ССБ» г. Екатеринбург, БИК 046568766, КПП 6670004001, ОКВЭД 22.1, ОКПО 35149589, ОГРН 1057703026633).

Обслуживает области: Курганскую, Оренбургскую, Пермскую, Свердловскую, Челябинскую; республики: Башкортостан, Удмуртскую.

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

ФИЛИАЛ ОАО «НТЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

06.03.2008

№ 02.03-2008

/О мерах по повышению устойчивости подстанций к климатическим воздействиям/

Публикуем для сведения проектных и эксплуатационных организаций работу, выполненную «РОСЭП» по теме «Анализ повреждений трансформаторных подстанций при экстремальных климатических воздействиях».

Ежегодно в электрических сетях 0,4-110 кВ происходят нарушения в работе ВЛ и подстанций из-за экстремальных климатических воздействий (гроза, ветер, гололед, снегопады и др.).

Ущерб от таких повреждений составляет десятки и сотни миллионов рублей.

Кроме того, при авариях отключаются системы жизнеобеспечения в населенных пунктах, больницы, объекты коммунального хозяйства. Суровый климат во многих регионах России вызывает необходимость сокращения сроков послеаварийного восстановления работы ВЛ и подстанций.

Одной из причин нарушений работы подстанций при климатических воздействиях является несовершенство конструкций оборудования подстанций. В ближайшие годы предполагается вести работу по совершенствованию конструкций элементов оборудования.

Другой причиной повреждения оборудования подстанций при климатических воздействиях, в частности при грозовых перенапряжениях, являются нарушения требований ПУЭ в схемах грозозащиты, не выявленные дефекты изоляции из-за нарушений графиков капитальных ремонтов и профилактических испытаний.

Основными мерами по повышению устойчивости подстанций и в целом электрических сетей к климатическим воздействиям являются строгое соблюдение требований ПУЭ в части схем грозозащиты подходов ВЛ к подстанциям, выполнение до начала грозового сезона очередных профилактических испытаний, осмотров, проверок электрооборудования и средств грозозащиты, своевременный ремонт, замена устаревшего оборудования.

Иногда нарушения работы оборудования подстанций при грозе происходят вследствие несовершенных методов защиты ВЛ от грозовых перенапряжений.

В частности, применяемые для предотвращения пережога проводов ВЛЗ 6-10 кВ дугозащитные рога, искусственно переводя однофазное замыкание в двухфазное, и создавая тем самым мощный электродинамический удар по оборудованию подстанций вследствие относительно длительного протекания большого по величине тока междуфазного короткого замыкания, приводят к выходу из строя оборудования подстанций.

Более совершенным методом грозозащиты ВЛЗ 6-10 кВ являются разработанные ОАО «НПО Стример» длинно-искровые разрядники (РДИ). Принцип действия РДИ - удлинение пути грозового перекрытия и предотвращение силовой дуги.

РДИ защищают ВЛ от грозы, не причиняя ущерба оборудованию подстанций.

В целях улучшения грозозащиты ВЛ 6-10 кВ ОАО «ЕЭС России» рекомендовало применение на ВЛЗ 6-10 кВ разрядников петлевого типа РДИП-10-4-УХЛ1.

При гололедно-ветровых воздействиях возможны аварии механической части подстанций. Особенно это относится к трансформаторам, подвешиваемым на опорах ВЛ (мачтовые, столбовые подстанции).

При разработке проектов ВЛ и подстанций необходимо учитывать рекомендации «РОСЭП» по расчетам допустимого веса трансформаторов для мачтовых, столбовых подстанций.

При гололедно-ветровых воздействиях иногда возможны механические повреждения подстанций из-за большой гибкости концевых опор. Во избежание повреждений подстанций по этой причине следует строго соблюдать указанные в проектах монтажные стрелы провеса.

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

Анализ повреждений трансформаторных подстанций при экстремальных климатических воздействиях

Введение

В настоящем аналитическом материале выполнен анализ повреждений трансформаторных подстанций при воздействии экстремальных климатических условий. Приведены данные о повреждениях подстанций за 1996-2003 годы и предложения ОАО Энергетики и электрификации (АО - энерго) по повышению надежности работы подстанций.

В материале указаны основные причины отказов оборудования подстанций при воздействии климатических факторов.

С целью повышения устойчивости подстанций к воздействиям гололедных и ветровых нагрузок подготовлены рекомендации по расчету допустимых массо-габаритных размеров трансформаторов, устанавливаемых на опорах ВЛ 6-10 кВ или стойках, содержащие предложения по предотвращению механических повреждений элементов подстанции при воздействиях гололедных и ветровых нагрузок и большого монтажного тяжения проводов ближней к подстанции опоры ВЛ.

В материале использованы сведения, предоставленные АО - энерго в 2003 году, акты расследования технологических нарушений в работе электрических сетей, разработки ОАО «РОСЭП» и ОАО «Фирма ОРГРЭС».

Характеристика климатических факторов, вызывающих повреждения сетевых объектов

Основными факторами, вызывающими нарушения в работе подстанций, являются: воздействия ветра, грозы и грозовых перенапряжений, резкие изменения температуры воздуха, повышенная влажность воздуха, гололедных нагрузок.

Во время грозы, как правило, наблюдаются интенсивные ливневые осадки, нередко град и усиление ветра, часто до шквала и смерчей.

Электрические заряды грозового облака, питающие молнии, равны 10-100 Кл и разнесены на расстояния от 1 до 10 км. Напряженность электрического поля внутри грозового облака достигает $(1-3) \cdot 10^5$ В/м, а эффективная электропроводность в облаке почти в 100 раз больше, чем в окружающей атмосфере.

Обычно наблюдаются линейные молнии, длина которых составляет несколько сот метров. Молнии могут проходить внутри облаков (внутриоблачные молнии) или ударять в землю (наземные молнии).

Молния характеризуется разрядными токами порядка десятков тысяч ампер, скоростью до 108 м/с, температурой в канале молнии более 25000 °С и длительностью от десятых до сотых долей секунды.

Наибольшие разрушения вызывают удары молнии в наземные объекты при отсутствии хороших токопроводящих путей между местом удара и землей. От электрического пробоя в материале образуются узкие каналы, в которые устремляется ток молнии. Из-за очень высокой температуры часть материала интенсивно испаряется с взрывом. Это приводит к разрыву или расщеплению объекта, пораженного молнией, и воспламенению его горючих элементов.

Возможно также возникновение большой разности потенциалов и электрических разрядов между отдельными предметами внутри сооружений. Такие разряды могут явиться причиной пожаров и поражения людей электрическим током.

Часто прямым ударам молнии подвергаются сооружения, возвышающиеся над окружающими строениями.

Весьма опасны прямые удары молнии в воздушные линии связи с деревянными опорами. Грозовые перенапряжения наведенные (индуктированные) в линии, распространяется по проводам воздушной линии, и могут вызвать электрические разряды с проводов и электрооборудования на землю и на различные предметы. Последнее может привести к разрушениям, пожарам и поражению людей электрическим током.

Прямые удары молнии и индуктированные перенапряжения на воздушных линиях переходят под действием рабочего напряжения линии в электрическую дугу, создающую короткие замыкания и отключение линий. Грозовое перенапряжение, попадая с линии на электрооборудование подстанций, вызывает разрушение изоляции (пробой).

В связи с большой опасностью от воздействия грозы, на подстанциях и воздушных линиях применяются различные меры для защиты от грозовых перенапряжений.

Другим важнейшим климатическим фактором, вызывающим нарушения в работе подстанций и ВЛ, является ветер.

Ветер характеризуется направлением и скоростью. Скорость ветра зависит от барического градиента, то есть разности давления атмосферы на данном горизонтальном уровне в направлении наибольшего градиента давления, отнесенной к одному градусу меридиана. Чем больше барический градиент, тем больше скорость ветра. При слабых ветрах скорость ветра составляет около 15 км/ч, при ураганных 60-100 км/ч.

Климатические условия местности зависят от ее географического положения. Образование циклонов и антициклонов связано с определенными метеорологическими явлениями - вторжением арктического, полярного, субтропического воздуха. В этой связи, например, в Восточной Сибири, Закавказье или около берегов Каспийского моря в зимнее время наблюдаются меньшие скорости ветра (в сравнении с летним временем).

Скорости ветра на побережьях морей больше, чем на суше, что объясняется меньшим тормозящим действием водной поверхности по сравнению с земной поверхностью.

Большое влияние на направление и скорость ветра оказывают холмы, горы, леса, строения и другие преграды, стоящие на пути ветра.

В зависимости от скорости ветра и производимых им разрушений различают: сильный ветер, шторм, бурю, ураган, смерч и др.

Ураганы, бури и смерчи - это чрезвычайно быстрые, нередко катастрофические движения воздуха или ветра, зачастую вызывающие гибель людей, животных, судов, разрушения городов и воздушных линий.

В 1963 году была уточнена и принята шкала градации скорости ветра в метрическом измерении и принята Всемирной метеорологической организацией. Ураган - ветер силой 12 баллов. Его скорость превышает 32 м/с. Штормы имеют оценку в 9-11 баллов. Штормы вызывают сильные волнения на воде, а на суше - большие разрушения.

Бури представляют собой разновидность штормов и ураганов и подразделяются на вихревые и потоковые. Скорости ветра достигают 20-30 м/с. Пылевые бури, в частности черные бури, весьма распространены в южных засушливых областях Сибири, Европейской части России. Наряду с разрушениями, возникающими при обычных штормах и ураганах, черные бури характеризуются очень низкой относительной влажностью воздуха.

Внутри смерча разрежение воздуха настолько велико, что иногда сооружения, оказавшиеся на его пути, разрушаются от взрыва вследствие напора воздуха изнутри.

Нарушения в работе подстанций могут наблюдаться так же и при резких изменениях температуры окружающего воздуха, попадании воды в оборудование подстанций с последующим ее замерзанием, при гололедных и изморозевых отложениях и др.

Различие в видах отложившегося льда зависит от метеорологических условий

(температуры, ветра, влажности и др.), сложившихся вблизи поверхности земли и в более высоких слоях атмосферы.

Структура и плотность гололедных и изморозевых отложений зависят от температуры среды, размера капель и содержания воды в единице объема воздуха. Переохлажденные капли тумана радиусом менее 7-8 мкм не приводят к образованию изморози, если скорость ветра при тумане 5-6 м/с и более. С возрастанием размеров капель тумана от 7 до 15 мкм наблюдается образование снегообразной изморози. Если же размеры капель 15 мкм и более, т. е. размеры капель близки к размерам мороси, то образуется отложение в виде гололеда.

Величина гололедных отложений находится в прямой зависимости от размеров выпадающих капель переохлажденного дождя. Чем интенсивнее дождь и крупнее капли, тем больше образуется льда и тем он плотнее. На частоту образования гололеда и изморози влияют синоптические процессы (движение теплого и холодного фронтов воздуха), рельеф местности, высота места над уровнем моря, относительная влажность воздуха и др.

На Европейской территории России явление образования гололеда наблюдаются чаще в районах, где высота места над уровнем моря составляет 200 м и более.

Нарушения в работе подстанций и воздушных линий возможны, когда в зоне расположения сетевых объектов происходит сближение двух атмосферных воздушных фронтов - теплых и влажных масс воздуха, выносимых со Средиземного или Черного морей, и холодных масс воздуха арктического происхождения.

Нарушения работы подстанций от грозовых перенапряжений

Грозовые перенапряжения являются одной из наиболее распространенных причин нарушений в электрических сетях напряжением до 35 кВ. Так, по данным

ОАО «Фирма ОРГРЭС», в электрических сетях по причине грозы происходит 11,7 % от всех нарушений.

Из оборудования подстанций наиболее часто повреждаются от грозы КРУ и КРУН (34 % от всех случаев повреждений оборудования подстанций из-за грозы), трансформаторы (30 %) и выключатели (15 %).

В целом по РФ количество поврежденных элементов ТП 6-35/0,4 кВ по всем причинам, включая и воздействия грозы, довольно значительно. Так, в 1999-2000 годах количество поврежденных силовых трансформаторов 6-35/0,4 кВ составило 6507 шт., вентильных разрядников на ТП - 3183 шт., трубчатых разрядников на ТП - 341 шт., разъединителей на ТП - 2465 шт.

Около 10 % повреждений в шкафах КРУН составляют грозовые перекрытия изоляции. Около 30 % случаев повреждений разъединителей КТП связано с перекрытием или пробоем при перенапряжениях, разрушением изоляторов при включениях и отключениях разъединителей и нарушением контактов, которые часто сопровождаются обрывами шлейфов.

Перекрытия опорных изоляторов при грозовых перенапряжениях являются основным видом повреждений разъединителей КТП, присоединяемых к ВЛ на деревянных опорах. В этом случае установленные на заземленной раме опорные изоляторы представляют собой наиболее слабое место и перекрываются раньше, чем изоляторы на опорах ВЛ.

На ВЛ с железобетонными опорами ослабленным местом является линейная изоляция, которая перекрывается и шунтирует опорные изоляторы разъединителей. Доля перекрытий опорных изоляторов разъединителей КТП, присоединенных к ВЛ с железобетонными опорами, не превышает 15 %, а присоединенных к ВЛ с деревянными опорами доходит до 80 %.

В качестве примера повреждений элементов подстанций в процессе эксплуатации из-за климатических факторов в таблице 1 приводятся причины и характер повреждений трансформаторов 35 и 110 кВ.

Как видно из таблицы 1, при грозе в ряде случаев происходит пробой изоляции с витковым замыканием, пережог обмоток и изоляции, перекрытие изоляции (воздушных промежутков) вводов с междуфазным замыканием, подплавление, излом вводов, прочие повреждения вводов, электрические повреждения прочих узлов трансформаторов.

Наиболее характерные случаи отказов узлов и элементов трансформаторов 35 и 110 кВ из-за грозы, происшедшие на подстанциях в РФ в 1997-2000 годы, приведены ниже.

Предприятие Череповецких сетей ОАО «Вологдаэнерго», 1997 год, ТДН-16000/110/10, отключение от дифференциальной защиты.

Причина: грозовые перенапряжения со стороны 110 кВ, перекрытие вводов 10 кВ из-за загрязнения маслом и увлажнения изоляции, переход замыкания на землю в междуфазное; несвоевременное устранение течи масла.

Предприятие Саранских сетей ОАО «Мордовэнерго», 1999 год, ТМТН-6300/110/35/10, отключение от дифференциальной защиты.

При грозе и сильном ветре произошло однофазное замыкание ввода 110 кВ (занесенной ветром проволокой) с переходом в междуфазное. Повреждены экраны вводов и масломерные стекла, из-за отказа устройств автоматики отключения отделитель ОД-110 остался включенным.

Предприятие Южных сетей ОАО «Омскэнерго», 1999 год, ТДН-

10000/110/10, отключение от дифференциальной защиты.

Перекрытие изоляции ввода 110 кВ с междуфазным замыканием при грозе.

Предприятие Централных сетей ОАО «Красноярскэнерго», 1999 год, два трансформатора ТМН-6300/110/10.

При грозе (прямой удар) произошло импульсное перекрытие с металлических конструкций КРУН на все токоведущие части в пределах КРУН, в том числе, на жилы контрольных кабелей и кабелей РЗА, проложенных в подвесных металлических лотках. Вышли из строя устройства защиты обоих трансформаторов, произошла потеря собственных нужд и связи.

При развитии КЗ отгоревший провод ошиновки фазы «С» трансформатора 2Т упал на его радиатор охлаждения, из-за прожога произошел выброс масла и его возгорание. Огонь сильным ветром распространился на трансформатор 1Т. Трансформаторы восстановлению не подлежат - разрушение обмоток с повреждением магнитопровода.

Предприятие Калачаевских сетей ОАО «Воронежэнерго», 2000 год, ТМН-2500/110/10.

Во время сильной грозы отключение трансформатора от дифференциальной защиты. После осмотра дефектов не обнаружено. При включении сработала дифференциальная защита и газовая защита на сигнал. При проведении замеров выявлен обрыв цепи обмотки фазы «В» стороны 35 кВ.

Причина повреждения - пробой изоляции при грозовом перенапряжении (разрядник РВС-35 1966 года выпуска).

Мероприятия - заменить разрядник на разрядник, предназначенный для сетей с изолированной нейтралью; провести ревизию контура заземления подстанции.

Таблица 1

**Причины и характер повреждений трансформаторов напряжением 35 и 110 кВ
из-за климатических воздействий**

Предприятие электрических сетей	Год повреждения	Тип, мощность (кВ·А) и напряжение (кВ) трансформатора	Узел	Характер повреждения	Причина повреждения	Год изготовления/срок эксплуатации
1	2	3	4	5	6	7
Бежецкие электросети	1996	ТМТН-6300/110	Вводы	Трещина, свищ, скол	Атмосферные воздействия	1983/12
Бежецкие электросети	1996	6300	-	Другие нарушения без повреждения оборудования	Атмосферные воздействия	-
Семеновские электросети	1996	2500	-	Нарушение герметичности	Скорость ветра выше расчетной	-
Северные электросети (Воронеж)	1996	2500	Прочие узлы	Электрические повреждения	Грозовое перенапряжение	-
Жигулевские электросети	1996	ТМН-6300/110	-	Другие нарушения без повреждения оборудования	Атмосферные воздействия	1983/12
Центральные электросети (Дагэнерго)	1997	ТМ-2500/35	Обмотки и изоляция	Пробой изоляции с витковым замыканием	Грозовое перенапряжение	1982/12
Центральные электросети (Дагэнерго)	1997	ТМ-2500/35	Обмотки и изоляция	Пробой изоляции с витковым замыканием	Грозовое перенапряжение	1971/26
Южные электросети (Хакасия)	1997	ТМ-4000/35	Вводы	Излом, разрыв, обрыв	Грозовое перенапряжение	1964/32
Октябрьские электросети	1997	ТДН-16000/110	РПН	Пробой изоляции с замыканием на землю	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1985/9
Тейковские электросети	1997	ТДН-16000/110	Вводы	Механические повреждения	Температурное воздействие	1997/0,5
Череповецкие электросети	1997	ТДН-16000/110	Вводы	Электрические повреждения	Грозовое перенапряжение	1972/17
Когалымское ПЭС	1997	ТДТН-25000/110	Контрольные и защитные устройства	Нарушение герметичности	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1988/8

Продолжение таблицы 1

Предприятие электрических сетей	Год повреждения	Тип, мощность (кВ·А) и напряжение (кВ) трансформатора	Узел	Характер повреждения	Причина повреждения	Год изготовления/срок эксплуатации
1	2	3	4	5	6	7
Каббалкэнерго	1998	С естественным масляным охлаждением до 2500 кВ·А (10)	Обмотки и изоляция	Электрические повреждения	Грозное перенапряжение	1998/0,5
Гатчинские электросети	1998	С естественным масляным охлаждением до 2500 кВ·А (35)	Обмотки и изоляция	Пережог	Грозное перенапряжение	1960/38
Калужские электросети	1998	ТМ-2500/35	Вводы	Пробой изоляции с междуфазным замыканием	Грозное перенапряжение	1963/35
Центральные электросети (Башкирэнерго)	1998	ТМН-2500/35	Контрольные и защитные устройства	Нарушение герметичности	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1969/27
Южные электросети (Смоленск)	1998	ТМ-2500/35	-	Уход масла	Атмосферные воздействия	1980/18
Центральные электросети (Башкирэнерго)	1998	ТМН-4000/35	Контрольные и защитные устройства	Нарушение герметичности	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1998/0,5
Камышинские электросети	1998	ТМТН-6300/110	Обмотки и изоляция	Пробой изоляции с витковыми замыканиями	Гололед с ветром выше расчетного	1963/34
Серовские электросети	1998	ТМ-6300/35	Прочие узлы	Другие проявления отказа без повреждения оборудования	Грозное перенапряжение	1998/0,5
Калужские электросети	1999	ТМ-2500/35	Вводы	Нарушение герметичности	Землетрясение, сели, оползни, обвалы	1979
Приокские электросети	1999	ТМ-4000/35	Вводы	Подплавление, оплавление	Грозное перенапряжение	1965/20
Гусевские электросети	1999	ТМН-6300/35	-	Другие проявления отказа без повреждения оборудования	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1963/36

Продолжение таблицы 1

Предприятие электрических сетей	Год повреждения	Тип, мощность (кВ·А) и напряжение (кВ) трансформатора	Узел	Характер повреждения	Причина повреждения	Год изготовления/срок эксплуатации
1	2	3	4	5	6	7
Центральные электросети (Красноярск)	1999	ТМН-6300/110	Обмотки и изоляция	Электродуговое повреждение	Грозовое перенапряжение	1984/14
Западные электросети (Дальэнерго)	1999	ТМН-6300/35	Обмотки и изоляция	Пробой изоляции с витковым замыканием	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1982/17
Южные электросети (Омск)	1999	ТДТН-10000/110	Вводы	Перекрытие изоляции (воздушные промежутки) с междуфазным замыканием	Грозовое перенапряжение	1983/16
Костромские электросети	1999	ТРДН-25000/110	РПН	Нарушение герметичности	Попадание воды, влажного пара на оборудование	1973/26
Чайковские электросети	1999	ТДТН-40000/110	-	Другие проявления отказа без повреждения оборудования	Температурные атмосферные воздействия	1976/13
Центральные электросети (Башкирэнерго)	1999	ТРДН-40000/110	Контрольные и защитные устройства	Уход масла	Температурные атмосферные воздействия	1999/0,5

По сведениям энергосистем, присланным в ОАО «РОСЭП» в 2003 году, в последние годы при грозовых перенапряжениях нередко происходили повреждения оборудования подстанций.

В ОАО «Амурэнерго» в 2001-2003 годах имели место неоднократные повреждения, разрушения опорных и

проходных изоляторов во время грозовой деятельности в атмосфере.

В 2002 году в ОАО «Ростовэнерго» произошли два инцидента по причине грозовых перенапряжений - повреждение ТТ-10 кВ и повреждение масляного выключателя типа МКП-110 М-600-18,4.

В ОАО «Волгоградэнерго» в 2002 году и I квартале 2003 года во время грозы с дождем на подстанциях несколько раз происходил пробой изоляторов.

В ОАО «Ульяновскэнерго» в 2002 году во время грозы с прохождением ливневых дождей и усилением ветра на ПС 35-220 кВ из-за грозových перенапряжений произошло 4 отключения с повреждением оборудования подстанций:

- разрушение разрядника РВС-35;
- разрушение проходного изолятора;
- повреждение изолирующих тяг выключателя ВМГ-133.

В ОАО «Челябэнерго» в 2002 году на ПС 35-110 кВ во время грозы произошли повреждения ячеек 6-10 кВ (повреждение выключателя ВМПП-10, перекрытие проходного изолятора ИП-10-630), выключателей 110 кВ (ввод 110 кВ, выключатель У-110-8) и разъединителей 110 кВ (опорный изолятор). На РП и ТП 6-10/0,4 кВ произошло повреждение 9 трансформаторов.

В ОАО «Иркутскэнерго» в июне 2000 года во время грозы отключился трансформатор Т-2 35/10 кВ, разрушился разрядник (РВС-35) 1974 года выпуска. В июле 2000 года во время грозы в результате короткого замыкания на трансформаторе был поврежден ввод 6 кВ.

В ОАО «Владимирэнерго» в этот же период происходили нарушения в основном при грозах на ТП 6-10/0,4 кВ - имели место разрушения разрядников РВО-6, РВО-10, РВП-6, РВП-10, РВН-0,5. Повреждений электрооборудования подстанций напряжением 35 кВ и выше в последние 4 года не было.

В ОАО «Камчатскэнерго» в последние годы от грозových перенапряжений происходили следующие нарушения работы подстанций 6-110 кВ: перекрытие изоляции шин при близких ударах молнии (разрушение изоляторов типа ИШД-35); разрушение фарфора опорного верхнего изолятора на ПСН-35 фаза С /ИШД-35/; разрушение РВС-35 на фазе С;

междуфазное КЗ, в результате которого сгорели вторичные обмотки ТТ на фазе С; разрушение разрядника РВС-35; разрушение изолятора ИШД-35.

В ОАО «Новгородэнерго» из-за грозových перенапряжений имели место нарушения в работе подстанций 10/0,4 кВ:

- в 2000 году 43 нарушения;
- в 2001 году 69 нарушений;
- в 2002 году 19 нарушений.

При этом повреждались предохранители 10 кВ, проходные изоляторы, силовые трансформаторы, разрядники и другие элементы оборудования подстанций.

В ОАО «Татэнерго» в 2000 году из-за грозových перенапряжений в работе подстанций 6-35/0,4 кВ наблюдалось 22 нарушения, в 2001 году - 12 нарушений, в 2002 году - 8 нарушений.

По сведениям ОАО «Курскэнерго», по причине грозových перенапряжений в электросетевых предприятиях в 2001-2002 годах имели место повреждения проходных изоляторов КТП, опорных изоляторов КТП, проходных изоляторов КРУН-10 кВ, трансформаторов КТП, разрядников 10 кВ КТП и других элементов оборудования подстанций.

В ОАО «Ярэнерго» из-за грозových перенапряжений происходили нарушения в работе подстанций 6-110 кВ:

- в июле 1998 года на подстанции 35/10 кВ во время грозы произошло повреждение изоляции обмотки трансформатора Т-2 (ТМН-6300/35-73-У1) фаза «В» с замыканием на магнитопровод из-за протекания сквозных токов к при одно-временном отключении четырех ВЛ 10 кВ;

- в апреле 2001 года на подстанции 110/6 кВ при ударе молнии в МВ-6 кВ (ВМГ-133-2) фидер 603 из-за пробоя изоляции произошел выброс масла фаза «С»;

- в июне 2002 года на подстанции 35/10 кВ в результате грозového перенапряжения произошел пробой внутрибаковой изоляции МВ 35 кВ (ВТ-35/600) с разрушением двух фарфоровых вводов;

- на подстанциях 6-10/0,4 кВ при грозовых перенапряжениях происходили повреждения силовых трансформаторов типов ТМ и ТМГ, пробой и разрушение разрядников типов РВО и РВП и пробой проходных изоляторов типов ИП-10/630 и ИПУ-10/630.

По сведениям ОАО «Вологдаэнерго» в 2002 году из-за грозовых перенапряжений произошло 39 инцидентов на ТП 6-10/0,4 кВ. Инциденты сопровождалась выходом из строя следующих элементов: 26 нарушений проходных изоляторов, 11 нарушений разрядников РВО-10, 1 разрушение ОПН-10, 1 нарушение изоляции силового трансформатора.

В ОАО «Ленэнерго» за период с 01.01.2001 по 31.03.2003 в распределительных сетях при грозе имело место 65 фактов повреждений опорной изоляции разъединителей РЛНД-10, 282 факта разрушения разрядников типа РВО-10, отмечались факты повреждения другого оборудования подстанций напряжением 6-110 кВ.

Таким образом, при грозовых перенапряжениях относительно часто происходят нарушения работы подстанций с повреждением оборудования.

Как известно, в соответствии с ПУЭ в электрических сетях должна предусматриваться защита от прямых ударов молнии и наведенных электрических зарядов (перенапряжений): установка молниеотводов, молниеприемных сеток, разрядников, заземление, грозозащитные тросы.

Как показывает опыт эксплуатации подстанций, повреждения электрооборудования во время грозы, как правило, происходили на подстанциях, в схемах грозозащиты которых были нарушения требований ПУЭ, а также вследствие снижения электрической прочности изоляции электрооборудования в процессе эксплуатации, различных дефектов или недостатков.

Отсутствие аппаратов защиты от грозовых перенапряжений на подходах ВЛ неоднократно приводило на подстанции к отказам второй степени ячеек КРУ 10 кВ

из-за перекрытий проходных и опорных изоляторов.

Примером нарушения при грозе может служить случай, когда отсутствие вентилярных разрядников на неиспользуемой обмотке 10 кВ силового трансформатора ТДТН-16000/110 привело во время грозы к перекрытию и разрушению ввода 10 кВ трансформатора.

Нарушения работы оборудования подстанций при грозе происходят вследствие несовершенных методов защиты ВЛ от грозовых перенапряжений.

В соответствии с требованиями главы 2.5 Правил устройства электроустановок «ПУЭ» седьмого издания на ВЛ напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ 6-20 кВ) рекомендуется устанавливать аппараты защиты изоляции проводов при грозовых перекрытиях.

В качестве аппаратов защиты от грозовых перенапряжений на ВЛЗ до настоящего времени используются устройства типа SE20.1 и SE20.2 фирмы ENSTO (Финляндия), которые устанавливаются на каждой опоре во всех трех фазах. Указанные устройства способствуют переходу однофазных замыканий на землю в междуфазные короткие замыкания с отключением ВЛ от релейной защиты с последующим АПВ. При этом возникают дополнительные аварийные коммутации, термические и электродинамические воздействия на оборудование ВЛ и подстанций.

В целях улучшения грозозащиты ВЛ 6-10 кВ Научно-техническим советом ОАО РАО «ЕЭС России» признано перспективным применение длинно-искровых разрядников (РДИ), основанных на принципе удлинения пути импульсного перекрытия для снижения вероятности перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.

В настоящее время ОАО НПО «Стример» выпускаются разрядники петлевого типа РДИП-10-4-УХЛ1, предназначенные для защиты от индуктированных перенапряжений.

Разрядники имеют изоляционное покрытие и устанавливаются по одному разряднику на опоре параллельно изолятору одной из фаз с последовательным их чередованием.

Разрядники не подвержены разрушающему воздействию токов молнии и сопровождающих дуговых замыканий, за счет наличия искрового промежутка не находятся под рабочим напряжением, не требуют обслуживания в процессе эксплуатации.

Применение РДИП-10 для грозозащиты ВЛ 6-10 кВ предотвращает не только повреждение ВЛ, но и повреждение оборудования подстанций.

При климатических воздействиях проявляются недостатки конструкции и изготовления элементов оборудования подстанций. В том числе, дефекты конструкции и изготовления элементов оборудования подстанций приводят к их отказам при грозовых перенапряжениях.

Отсутствие аппаратов грозозащиты, ослабленный контроль состояния схем грозозащиты, не выявленные дефекты изоляции из-за нарушений графиков капитальных ремонтов и профилактических испытаний неизбежно ведут к повреждениям электрооборудования от грозовых перенапряжений.

В соответствии с вышеуказанным, основными мерами по повышению устойчивости подстанций и в целом электрических сетей к воздействию грозы являются строгое соблюдение требований ПУЭ в части схем грозозащиты подходов ВЛ к подстанциям, выполнение до начала грозового сезона очередных профилактических испытаний электрооборудования и средств грозозащиты.

Нарушения работы подстанций из-за ветра, пылевых бурь, гололеда, снегопада, дождя, перепада температуры

Воздействие неблагоприятных климатических условий является частой причиной

нарушений в электрических сетях напряжением до 35 кВ.

По данным ОАО «Фирма ОРГРЭС», из-за скорости ветра выше расчетной происходит 13,1 % всех нарушений в сетях 6-10 кВ. Из-за гололеда, мокрого снега, гололеда с ветром происходит 8,8 % всех нарушений в этих сетях. Из-за прочих атмосферных и климатических воздействий случается 5,3 % всех нарушений в сетях 6-10 кВ.

Внешние климатические воздействия вызывают нарушения работы воздушных линий и подстанций.

В таблице 2 приведены основные причины отказов оборудования подстанций при воздействии климатических факторов внешней среды.

Как видно из таблицы 2, основными климатическими факторами, вызывающими нарушения работы подстанций, являются наряду с грозовыми перенапряжениями, влага, низкая температура, гололед, снег, ветер.

Сильный ветер вызывает механические повреждения зданий и оборудования подстанций, иногда ураганный ветер срывает крыши со зданий подстанций.

Течи поврежденной ветром крыши вызывают перекрытия изоляции с повреждением оборудования подстанций. В результате сильных ветровых нагрузок наблюдаются изломы аппаратных зажимов 10-110 кВ.

Сильный ветер, вызывая схлестывание проводов ВЛ, приводит к перекрытию проходных изоляторов при неустойчивых КЗ.

В результате дождя и мокрого снега нередко происходит перекрытие изоляции силовых трансформаторов, перекрытие опорных изоляторов разъединителей и др.

Одной из основных причин повреждений устройств регулирования напряжения РПН РНТА-35/320 является попадание воды в бак контактора.

Попадание воды в оборудование подстанций с последующим ее замерзанием приводит к повреждению элементов оборудования.

Конденсация и прямое попадание влаги в КТП способствует понижению изоляционных свойств автоматических выключателей, опорных изоляторов.

В шкафах КРУН относительная влажность воздуха может превышать 80 %. При этом изоляторы увлажняются выпадающей росой, и разрядное напряжение даже незагрязненных изоляторов снижается до уровня коммутационных перенапряжений. На поверхности изоляторов, не покрытых гидрофобными пастами, всегда имеются пыль и другие отложения. Выпадение росы или иное увлажнение загрязненных изоляторов снижает разрядные напряжения до уровней рабочих напряжений.

Перекрытия изоляторов при их увлажнении во время нормального режима и при коммутационных перенапряжениях дают около 50 % всех повреждений шкафов КРУН.

В период с апреля по сентябрь наблюдается резкое увеличение числа повреждений КРУН, причем основная их часть происходит в первой половине дня. Изоляция в КРУН после ночных провалов нагрузки и температуры холоднее наружного воздуха, проникновение которого внутрь шкафа вызывает образование росы.

Увлажнению изоляции способствуют недостаточная герметичность мест крепления проходных изоляторов наружной установки, наличие проемов в нижней части шкафов и установка их над кабельным каналом, где скапливается вода, проникновение влаги через отверстия в крышке, стенах шкафов и жалюзи.

Изоляторы, устанавливаемые в КРУН, должны быть рассчитаны на работу в условиях выпадения росы либо должны быть приняты меры, исключающие возможность образования росы. Испытания изоляции должны проводиться с учетом возможного выпадения росы внутри КРУН.

Исключающими образование росы и попадание влаги мерами служат устройство

автоматического регулирования микроклимата в шкафах (обогрев в зависимости от температуры и влажности наружного воздуха) и качественные уплотнения шкафов КРУН.

В эксплуатации дополнительной мерой, снижающей вероятность увлажнения и перекрытия загрязненной изоляции, служит покрытие изоляторов, в том числе, трансформаторов тока, солидолом, пастами ОРГРЭС. В зависимости от интенсивности загрязнений паста меняется через 1-3 года, что вынуждает организовывать более частые отключения КРУН для ремонтов.

Предотвращение увлажнения изоляции может быть достигнуто также применением изоляторов с полупроводящей глазурью.

Резкое понижение температуры наружного воздуха приводит к повреждению фарфоровых изоляторов выключателей ВЛ 110 кВ.

Резко переменные температуры в начале зимы и начале весны приводят к изломам опорных изоляторов разъединителей 110 кВ.

В практике эксплуатации подстанций наблюдаются случаи, когда при резком снижении температуры окружающего воздуха происходит отключение газовой защитой силового трансформатора в результате недостоверных показаний уровня масла.

При сочетаниях ветра, гололеда, снегопада неоднократно происходило проникновение снега через уплотнения дверей щитов 10 и 0,4 кВ трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ типа КТП, попадание мокрого и загрязненного снега в шкафы КТП и ячейки КРУН подстанций, наметание снега на подстанционные разъединители.

Причиной нарушений в работе подстанций при этом являлись недостаточное уплотнение шкафов КРУН и КТП и другие дефекты конструкций подстанций.

От сильного штормового ветра с мокрым снегом и гололедом происходило сгорание вторичной коммутации и автоматов КТП.

Наиболее типичные примеры повреждений трансформаторов 35 и 110 кВ из-за климатических воздействий приведены ниже.

Таблица 2

**Основные причины отказов оборудования подстанций при воздействии
внешних климатических факторов**

Оборудование	Воздействующие климатические факторы	Причина отказа
1	2	3
Силовые трансформаторы 10–35 кВ	Грозовые перенапряжения	Отказ или отсутствие вентильных разрядников. Плохая координация изоляции подстанции
	Влага	Попадание влаги в масло через расширитель
Измерительные трансформаторы 10–35 кВ	Грозовые перенапряжения	Плохая защита оборудования от перенапряжений
	Пыль, влага	Увлажнение масла. Увлажнение и загрязнение изоляции
Масляные выключатели 35 кВ	Пыль, влага, низкая температура	Увлажнение масла. Загрязнение изоляции. Загустение смазки. Отказ системы подогрева
Маломасляные выключатели 10 кВ Вакуумные выключатели 10 кВ	Пыль, влага, низкая температура	Загрязнение и увлажнение изоляционных цилиндров масляных выключателей. Загрязнение и увлажнение изоляции. Загустение смазки. Отказ системы подогрева
Выключатели нагрузки 10 кВ	Пыль, влага	Загрязнение и увлажнение изоляции
Разъединители 10-35 кВ наружной установки	Гололед, снег, пыль, низкая температура	Поломка изоляторов. Обрывы шлейфов. Отказ привода и т.д.
Разъединители 10 кВ внутренней установки	Пыль, влага	Загрязнение и увлажнение опорной изоляции
Вентильные разрядники 10-35 кВ	Пыль, влага	Попадание пыли и влаги на искровые промежутки. Перекрытия при сильном загрязнении фарфоровой крышки
Предохранители 10-35 кВ	Пыль, влага	Загрязнение и увлажнение опорной изоляции
Счетчики электроэнергии	Низкая температура	Загустение смазки при отсутствии или отказе обогрева
Проходная изоляция КТП	Гололед, снег, ветер, влага	Нарушение уплотнения вводов за счет увеличения тяжения проводов и, как следствие, попадание влаги в шкаф ввода 10 кВ
Автоматы 0,4 кВ	Пыль, влага	Перекрытия изоляции между фазами и на землю из-за загрязнения и увлажнения

Предприятие Камышинские сети ОАО «Волгоградэнерго», 1998 год, трансформатор ТМТН-6300/110.

Пробой изоляторов ШН-10 на шинном мосту 10 кВ из-за трещин в стекле при резком перепаде температуры (от плюс 2 °С до минус 20 °С и обратно) в период с 14-17 февраля 1998 года. От дифференциальной защиты 17 февраля отключился трансформатор.

18 февраля был введен в работу. 19 февраля при сильном ветре, дожде и снижении температуры произошел пробой проходных изоляторов ИП-10/1000 ячейки В-10 трансформатора, работали устройство МТЗ и газовая защита, произошел отказ короткозамыкателя 110 кВ (КЗ-110) из-за обледенения и повреждение трансформатора.

Повреждена обмотка 110 кВ фазы «В» с обгоранием изоляции, смещением витков, выбросом масла из выхлопной трубы. Пробиты, разрушены и оплавлены проходные изоляторы на ячейке 10 кВ (Л-15) и В-10 трансформатора с прогоранием крышки КРУН К-47.

Причина пробоя проходных изоляторов - несовершенство конструкции (4-й случай за год). Причина повреждения трансформатора - отказ КЗ-110 и длительное протекание тока КЗ по 10 кВ (защитами ВЛ 110 кВ не резервируется, обмотка 110 кВ работает как реактор).

Предприятие Костромские сети ОАО «Костромаэнерго», 1999 год, трансформатор ТРДН-25000/110/10, сорвана шпонка ведущего вала привода РПН.

Во время дождя произошло попадание влаги в шкаф управления приводом, замкнуло цепь управления, самопроизвольное включение привода и переход РПН в 19 положение и выход из строя.

Предприятие Бежецкие сети ОАО «Тверьэнерго», 1996 год, трансформатор ТМТН-6300/110/35/10, отключение от газовой защиты.

Образование трещин на вводе 10 кВ (недопустимые напряжения в фарфоре) из-

за попадания влаги и ее замерзания в узле крепления фланца изолятора к крышке бака трансформатора (утечка масла).

Предприятие Ярославские сети ОАО «Ярэнерго», 1999 год, трансформатор ТДН-10000/110/6, отключение от газовой защиты.

Повреждение защитной латунной трубки капилляра термосигнализатора вследствие попадания воды в карман термосигнализатора и ее замерзания. Отказ произошел 20.11.1999, в период с 16 по 19 ноября трансформатор был отключен из-за вывода в ремонт ВЛ 110 кВ. При этом наблюдалась течь масла из трансформатора через поврежденные элементы термосигнализатора и произошел отказ сигнализации о понижении уровня масла в расширителе.

Предприятие Северные сети ОАО «Ростовэнерго», 1996 год, трансформатор ТДТН-10000/110/35/10, отключение от газовой защиты.

Нарушение герметичности коробки выводов газового реле РГ-22 (прокладка, попадание влаги во время дождя). Без повреждения.

Предприятие Белебеевские сети ОАО «Башкирэнерго», 1998 год, трансформатор ТДТН-10000/110, отключение от МФТО.

Разбит ввод БМТ-110/630 фазы «С», пробой изоляции в результате попадания влаги из-за нарушения уплотнения в расширителе ввода ввиду длительного срока эксплуатации (с 1974 г.).

Центральные сети ОАО «Башкирэнерго», 1999 год, трансформатор ТРДН-40000/110, отключение от устройства газовой защиты.

Понижение уровня масла в расширителе под воздействием резкого понижения температуры окружающего воздуха (отказ 03.01.1999).

Причина - отсутствие контроля за уровнем масла.

Основные мероприятия: проверить уровни масла в маслонаполненных аппаратах; проверить работу маслоуказателей.

Предприятие Южные сети ОАО «Мосэнерго», 1999 год, трансформатор ТДТН-40000/110, отключение от газовой защиты.

Причина отключения - упуск масла из расширителя.

При осмотре резиновых уплотнений во фланцевых соединениях обнаружены многочисленные трещины в резиновой прокладке фланцевого соединения расширителя с соединительной трубкой выхлопной трубы. На дне расширителя слой льда толщиной около 20 мм (отказ 10.11.1999). Труба для доливки масла заполнена по всей длине льдом и образовалась трещина.

Недостатки эксплуатации - недостаточный контроль за качеством ремонта и приемкой из ремонта.

Основные мероприятия - в объем ремонтов (капитальных и текущих) включить проверку масла на содержание влаги; заменить все резиновые прокладки фланцевых соединений расширителя; после прохождения зимнего максимума проверить герметичность расширителя отказавшего трансформатора.

Ниже приводятся данные энергосистем, присланные в ОАО «РОСЭП» в 2003 году, о нарушениях работы подстанций из-за климатических воздействий за 2000-2003 годы.

ОАО «Янтарьэнерго» (Калининград) сообщило, что из-за неблагоприятных климатических условий на подстанциях происходят:

1. Повреждение опорных изоляторов разъединителей 110 кВ.

Частота повреждений увеличивается при наступлении резко переменных температур в начале зимы и начале весны. Повреждения происходят, в основном, по причине излома изоляторов на выходе из армировки нижнего фланца.

Основные причины повреждений - низкое качество фарфора, особенно на концах изолятора; отсутствие компенсационной промазки на концах изолятора; некачественный состав цементной армировки,

впитывающий воду; неудовлетворительная гидроизоляция армированных швов при производстве изоляторов.

2. Повреждение жесткой ошиновки 110 кВ, выполненной из алюминиевой трубы диаметром около 60 мм, вследствие попадания в ее полость воды и последующего ее замерзания. Это привело к увеличению нагрузки на шину, ее изгибу и возникновению крутящего момента во время сильного ветра и последующему повреждению в месте сварки.

3. Неудовлетворительные конструкции воздухоосушительных фильтров, устанавливаемых на измерительных трансформаторах тока и напряжения 110 кВ. В результате прямого попадания атмосферной влаги в полость фильтров происходит увлажнение силикагеля. Практически ежегодно приходится производить замену силикагеля в фильтрах.

ОАО «Ростовэнерго»:

В результате сильных ветровых нагрузок в 2002 году на подстанциях 35 кВ и выше происходили изломы аппаратных зажимов 10-110 кВ, изломы гибкой связи разъединителя 220 кВ. В результате перепада температуры окружающей среды происходило отключение газовой защитой силового трансформатора, застывание смазки в приводе ВВ-6 кВ, обледенение ножей и приводных тяг ОД-35 кВ.

ОАО «Волгоградэнерго»:

В 2002 году и I квартале 2003 года в результате сильного ветра и дождя произошло перекрытие изоляции силового трансформатора, при сильном ветре со снегом произошло повреждение разрядника, циклон с мокрым снегом вызвал перекрытие изоляции силового трансформатора.

ОАО «Карелэнерго»:

На ОРУ-110 ГЭС-7 Каскада Выгских ГЭС 01.04.2003 произошло повреждение фарфорового изолятора выключателя ВЛ-111 серии ВМТ-110 фаза «В» в стационарном состоянии при резком понижении температуры наружного воздуха. Разрушение

обусловлено развитием трещин в фарфоре в области армировочного шва. Причиной возникновения трещин явилось низкое качество фарфора и несовершенство технологии армирования изоляторов на заводе. Аналогичные случаи имели место и ранее на ПС-39 Южно-Карельских электрических сетей.

На ОРУ-110 ПС-38 «Челмуши» Южно-Карельских электрических сетей 02.04.2003 произошло разрушение опорно-стержневого изолятора ИОС-110 на опорной колонке ошиновки 110 кВ между ОД-110 и Т-1 в стационарном состоянии в области армировочного шва. Причина - несовершенство и нарушения технологии изготовления изоляторов, возможно, низкого качества фарфора, приводящее к недопустимому снижению их механической прочности.

Аналогичные случаи имели место и ранее на разъединителях 110-330 кВ и опорных колонках шинных опор.

В январе 2003 года произошел отказ вакуумного выключателя ВВ-10/800 на ПС-13 при температуре минус 44 °С (самовключение), причина отключения не установлена.

ОАО «Ульяновскэнерго»:

В декабре 2002 года при резком повышении температуры наружного воздуха с минус 30 °С до плюс 2 °С произошло увлажнение и ослабление изоляции внутри шкафа ячейки, что привело к электродуговому перекрытию воздушного, изоляционного промежутка в линейном отсеке ячейки между токоведущими частями и подвижными контактами ножей заземления.

В 2002 году из-за неблагоприятных климатических условий в сетях 0,4-10 кВ было 12 нарушений в работе подстанций, в том числе, 8-29 сентября 2002 года 8 нарушений из-за сильного ветра, дождя, грозы и 3-4 ноября 2002 года 4 нарушения из-за снега, сильного ветра.

Основными причинами повреждения оборудования и конструкций подстанций при этом являлись:

- повреждение опорного изолятора КТП;
- повреждение высоковольтного предохранителя КТП;
- обрыв спуска к КТП;
- конденсация влаги в КТП, которая способствует понижению изоляционных свойств автоматических выключателей, опорных изоляторов;
- нарушение герметичности КТП, что способствует попаданию вовнутрь снега, дождя.

ОАО «Челябэнерго»:

В 2002 году из-за схлестывания проводов при сильном ветре произошло перекрытие при неустойчивых КЗ проходного изолятора ИП-10-630.

Во время морозящего дождя в том же году произошло перекрытие опорного изолятора разъединителя и разрушение фарфоровой крышки разрядника при замыкании на «землю» одной фазы ВЛ 35 кВ.

Неблагоприятные климатические воздействия часто приводили к течи крыши зданий подстанций, вызывавшим перекрытия изоляции с повреждением оборудования.

ОАО «Мосэнерго»:

В 2002 году из-за неблагоприятных климатических условий имело место 10 нарушений в работе подстанций 35-110 кВ, в том числе, 8 нарушений при сильном порывистом ветре и 2 нарушения при высоких температурах.

При этом произошло 6 случаев повреждения опорных изоляторов разъединителей 35-110 кВ, 3 случая пробоя опорных изоляторов шин 6-10 кВ и 1 случай излома фарфоровой рубашки разрядника РВС-110 кВ в нижнем фланце.

ОАО «Иркутскэнерго»:

В 2000 году в результате порывов штормового ветра произошел излом фарфора опорной колонки фазы «В» разъединителя ЛЭП-110 кВ.

В 2002 году из-за резких перепадов температуры воздуха (снег, дождь) на головках колонок ШР CONK (Венгрия) в подшипники попала вода, и они замерзли.

ОАО «Камчатскэнерго»:

В результате землетрясения силой 5-6 баллов произошел излом верхнего разрядника РВС-33 фазы А в цепи НКФ-110 1-СШ (разрядник РВС-110 собран в колонку из двух штук, смонтирован на трехметровой металлической стойке).

В результате постоянной ветровой и гололедной нагрузки, резкой смены температур были расколоты все три юбки опорных изоляторов фазы «В» на ШМ-35 Т-1 (ИШД-35), повреждены 4 опорных изолятора 1 с шин 35 кВ ИШД-35 фаз А и С, происходили другие повреждения оборудования подстанций.

При попадании воды через боковые крышки оголовника ШР-110-КАТ вследствие их недостаточной герметичности при снижении температуры воздуха произошло последующее замерзание воды в регулировочных шайбах оголовника, вследствие чего произошел изгиб аппаратных зажимов при попытке оперирования разъединителями.

ОАО «Татэнерго»:

По причине скорости ветра выше расчетной в работе подстанций 6-35/0,4 кВ в 2001 году было 12 нарушений, в 2002 году 13 нарушений.

Из-за гололеда и мокрого снега в 2002 году имело место 11 нарушений в работе подстанций 6-35/0,4 кВ.

ОАО «Курскэнерго»:

В 2001 году под действием ветровых нагрузок повреждались конденсаторы связи 35 кВ, по причине гололедообразования повреждались проходные изоляторы КТП.

В 2002 году под действием ветровых нагрузок наблюдались повреждения конденсаторов связи, опорных изоляторов Р-10 КТП, наблюдались обломы аппаратного зажима спуска к высокочастотному (ВЧ) заградителю 110 кВ, обрывы шлейфа 10 кВ с Р-10 кВ.

По причине гололедообразования в 2002 году наблюдались обрывы шлейфов 10 кВ с Р-10 кВ КТП.

В ОАО «Ярэнерго» имели место нарушения в работе подстанций 6-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий:

В августе 1998 года на подстанции 35/10 кВ при сильном дожде произошло повреждение выносного ТТ 35 кВ типа ТФЗМ-35 вследствие переувлажнения изоляции и перекрытия между обмотками ВН и НН.

В июне 2000 года на подстанции 110/35/10 кВ произошло отключение от дифференциальной защиты при 3-х фазном КЗ в ячейке ввода Т-1 из-за попадания влаги через армированные швы проходных изоляторов (тип ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ) фаз А и С на шины.

В ноябре 2001 года на подстанции 35/10 кВ в сырую погоду с мокрым снегом, при замыкании на землю на ВЛ 10 кВ, произошло перекрытие проходного изолятора типа ИП-10/630 в КТП 10/0,4 кВ собственных нужд.

В феврале 2003 года на подстанции 35/10 кВ из-за разрушения поддерживающего изолятора произошел изгиб шины фазы С на участке Т-1-ПСН-35 кВ с касанием радиатора Т-1. Разрушение фарфоровой части изолятора ОНС 35/500 у верхнего фланца произошел в результате попадания влаги через армированный шов и перехода температуры наружного воздуха через ноль.

В январе 2003 года на подстанции 35/10 кВ при отключении КЗ на ВЛ 10 кВ при низкой температуре наружного воздуха минус 32 °С из-за повышенной вязкости масла произошло затяжное отключение МВ-10 кВ фидер № 8 (ВМГ-10 с приводом ПП-67к) с пробоем на корпус и перекрытием изоляции баков, изоляционных тяг и опорных изоляторов.

В ОАО «Ленэнерго» в период с 01.01.2001 по 31.03.2003 отмечались случаи повреждения опорной изоляции выключателя нагрузки типа ВНП-16 из-за перепада температур, разрушения разрядника типа РВС-110М из-за ветра, излома опорно-стержневого изолятора ИОС-110/2000 из-за мороза и ветра.

Таким образом, в практике эксплуатации подстанций нередко наблюдаются нарушения в работе, вызванные неблагоприятными климатическими воздействиями.

При этом часто причиной нарушений являются недостатки конструкции, изготовления, монтажа и ремонта оборудования, старение материалов в процессе длительной эксплуатации, несоблюдение правил и норм эксплуатации оборудования подстанций. Эти недостатки часто проявляются при воздействии климатических факторов.

Для повышения надежности работы подстанций, устойчивости их к внешним воздействиям необходимо проводить работу по совершенствованию конструкций элементов оборудования подстанций, регулярно проводить осмотры, испытания, проверки, ремонты подстанционного оборудования, своевременную замену трансформаторов и другого оборудования.

Информация о повреждаемости подстанций при климатических воздействиях и предложения по повышению надежности подстанций

ОАО «РОСЭП» изучил информацию о повреждаемости подстанций при климатических воздействиях за 2000-2003 годы и обобщил предложения АО-энерго по повышению надежности сетей.

ОАО «Брянскэнерго»

В 2002 году произошел 41 инцидент с повреждением оборудования трансформаторных подстанций 6-110 кВ в результате воздействия неблагоприятных климатических условий (классифицированный в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей» по п.п. 2.2.6. «Повреждение оборудования электрических сетей напряжением 6 кВ и выше» и 3.4.9. «Воздействие стихийных явлений»). В том числе:

- 4 инцидента с повреждением опорной изоляции КРУН и КТП;
- 23 инцидента с повреждением проходных изоляторов КРУН и КТП;
- 7 инцидентов с повреждением разрядников КТП;
- 1 инцидент с повреждением трансформатора КТП;
- 2 инцидента с перекрытием рубильника 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ;
- 1 инцидент с повреждением ТН 35 кВ (типа ЗНОМ-35) и разрушением разрядника РВС-35 на ПС 110/35/10 кВ;
- 1 инцидент с повреждением трех разрядников РВС-35 на ПС 110/35/10 кВ;
- 1 инцидент с повреждением трех проходных изоляторов между сборными шинами 6 кВ и ЩР МВ 6 кВ на ПС 35/6 кВ;
- 1 инцидент с повреждением изоляции контрольного кабеля (типа АВВГ 7х2,5) трансформатора на ПС 35/6 кВ.

Следует отметить увеличивающуюся с каждым годом степень изношенности оборудования вследствие недостаточного финансирования на проведение его ремонта и реконструкции. Предприятия электрических сетей не укомплектованы в полном объеме аварийным запасом оборудования и материалов, запасными частями для выполнения плановых ремонтов устаревшего и изношенного оборудования.

С целью повышения надежности работы электрооборудования на трансформаторных подстанциях необходимо осуществлять:

- обеспечение в полном объеме укомплектованности аварийным запасом оборудования, материалами и запасными частями;
- выполнение в полном объеме ремонтной программы основного оборудования и программы капитального строительства и технического перевооружения (в 2002 году вследствие финансовых трудностей общий объем выполненных ремонтов составил около 75 % от запланированного, выполнение плана капитального строительства составило 27 %);

- сокращение использования при проведении ремонтов материалов, полученных в результате демонтажа (вследствие прекращения деятельности потребителей энергетических объектов), т. к. это снижает качество ремонтов, надежность работы оборудования и уменьшает межремонтные сроки.

Выполнение данных мероприятий полностью зависит от финансового состояния предприятий электрических сетей, которое определяется уровнем оплаты потребителями за отпущенную им электрическую и тепловую энергию, погашения ими накопленной за предыдущие годы задолженности, а также уровня тарифов на электрическую и тепловую энергию.

ОАО «Янтарьэнерго» (Калининград)

В работе трансформаторных подстанций напряжением 6-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий происходили следующие нарушения:

1. Повреждение опорных изоляторов разъединителей 110 кВ.

Частота повреждений увеличивается при наступлении резко переменных температур в начале зимы и начале весны. Повреждения происходят в основном по причине излома изоляторов на выходе из армировки нижнего фланца.

Основные причины повреждений:

- низкое качество фарфора, особенно на концах изолятора;
- отсутствие компенсационной промазки на концах изолятора;
- некачественный состав цементной армировки, впитывающий воду;
- неудовлетворительная гидроизоляция армированных швов при производстве изоляторов.

Предложение по повышению надежности разъединителей 110 кВ:

изменить технические условия на изготовление изоляторов, взяв за основу технологию лучших зарубежных фирм.

2. Повреждение жесткой ошиновки 110 кВ, выполненной из алюминиевой трубы

диаметром около 60 мм, вследствие попадания в ее полость воды и последующего ее замерзания. Это привело к увеличению нагрузки на шину, ее изгибу и возникновению крутящего момента во время сильного ветра и последующему повреждению в месте сварки.

Предложение по повышению надежности:

в центре элемента ошиновки с нижней стороны выполнить дренажные отверстия.

3. Неудовлетворительные конструкции воздухоосушительных фильтров, устанавливаемых на измерительных трансформаторах тока и напряжения 110 кВ. В результате прямого попадания атмосферной влаги в полость фильтров происходит увлажнение силикагеля. Практически ежегодно приходится производить замену силикагеля в фильтрах.

Предложение по повышению надежности: разработать конструкцию фильтра большего по объему с улучшенной герметичностью.

ОАО «Ростовэнерго»

В 2002 году в филиалах из-за неблагоприятных климатических условий произошло 11 инцидентов с оборудованием ПС 35 кВ и выше, в том числе:

1. В результате сильных ветровых нагрузок - 6 инцидентов:

- изломы аппаратных зажимов 10-110 кВ;
- излом гибкой связи разъединителя 220 кВ.

2. По причине возникших грозových перенапряжений - 2 инцидента:

- повреждение ТТ-10 кВ;
- повреждение масляного выключателя типа МКП-110М-600-18.4.

3. В результате перепада температуры окружающей среды - 3 инцидента:

- отключение газовой защитой силового трансформатора 3200/35 в результате недостоверных показаний уровня масла, из-за засорения маслоуказательного стекла продуктами разложения уплотняющей резины при резком снижении температуры окружающего воздуха;

- застывание смазки в приводе ВВ-6 кВ;
- обледенение ножей и приводных тяг ОД-35 кВ.

Мероприятия по повышению надежности:

- своевременное проведение тепловизионного контроля электрооборудования ПС 35 кВ и выше;
- проведение проверки сопротивлений заземления опор воздушных линий на подходах к ПС 35 кВ и выше с установленными на них вентильными разрядниками;
- проведение испытаний вентильных разрядников, установленных на секциях шин 10-110 кВ;
- контроль состояния обогрева приводов электротехнического оборудования на ПС 35 кВ и выше;
- при значительных колебаниях температур окружающего воздуха оперативному персоналу обращать внимание на изменение уровней масла в масломерном стекле трансформатора.

ОАО «Амурэнерго»

За период с 11.01.2001 по 30.03.2003 произошло 343 инцидента, причиной которых явились неблагоприятные климатические условия (гроза, сильный ветер, снегопад). При этом наблюдались следующие нарушения в работе электрооборудования:

1. Обрыв проводов, перехлест, перекрытие проводов упавшими ветками, деревьями во время сильного ветра (в 60 % случаев).
2. Повреждение, разрушение опорных, проходных изоляторов во время грозового разряда (в 20 % случаев).
3. Неселективное, ложное срабатывание устройств РЗА (или выход их из строя), вызвавшее отключение силовых трансформаторов на подстанциях, обесточение потребителей, отключение фидеров 6-35 кВ (в 20 % случаев).

Значительная часть инцидентов (около 70 %) приходится на распределительные сети 6-35 кВ.

Мероприятия по повышению надежности работы подстанций:

- своевременная вырубка угрожающих деревьев, расчистка просек, проведение верховых осмотров ВЛ, выявление и устранение дефектов;
- замена деревянных опор на железобетонные;
- замена устаревших стеклянных и фарфоровых изоляторов на полимерную изоляцию;
- замена вентильных разрядников на ОПН.
- переоснащение подстанций новой, более современной аппаратурой РЗА.

ОАО «Мордовэнерго»

Повреждений трансформаторных подстанций в этой энергосистеме по причине неблагоприятных климатических условий (гроза, сильный ветер, гололед, снегопад) не было.

ОАО «Курганэнерго»

За 2002 год были следующие нарушения в работе трансформаторных подстанций из-за неблагоприятных климатических условий:

1. На ТП-10/0,4 кВ - 12 случаев, при этом были повреждены:
 - разрядники вентильные 6-20 кВ - 14 шт.;
 - предохранители 6-20 кВ - 50 шт.;
 - автоматические выключатели - 10 шт.
2. На ПС 35-110 кВ - 5 случаев повреждения опорно-стержневых изоляторов ИОС, АКО, УСТ-110 кВ.

Предложение по повышению надежности:

- замена устаревшей опорно-стержневой изоляции 110 кВ в количестве - 4000 шт.
- поэтапная замена вентильных разрядников на ОПН.

ОАО «Карелэнерго»

На ОРУ-110 ГЭС-7 Каскада Выгских ГЭС 01.04.2003 произошло повреждение фарфорового изолятора выключателя ВЛ-111 серии ВМТ-110 фаза «В» в стационарном состоянии при резком понижении температуры наружного воздуха. Разрушение обусловлено развитием трещин в фарфоре в области армированного шва. Причиной возникновения трещин явилось низкое качество

фарфора и несовершенство технологии армирования изоляторов на заводе «Урализолятор» г. Камышлов. Аналогичные случаи имели место и ранее на ПС-39 Южно-Карельских электрических сетей.

На ОРУ-110 ПС-38 «Челмужи» Южно-Карельских электрических сетей 02.04.2003 произошло разрушение опорно-стержневого изолятора ИОС-110 на опорной колонке ошиновки 110 кВ между ОД-110 и Т-1 в стационарном состоянии в области армированного шва. Причина - несовершенство и нарушения технологии изготовления изоляторов, возможно низкого качества фарфора, приводящее к недопустимому снижению их механической прочности.

Аналогичные случаи имели место и ранее на разъединителях 110-330 кВ и опорных колонках шинных опор.

На предприятиях электрических сетей АО-энерго разработан пятилетний график замены опорно-стержневых изоляторов 110 кВ на модернизированные ИОС-110М и полимерные ИОСПК-110.

В январе 2003 года произошел отказ вакуумного выключателя ВВ-10/800 на ПС-13 ЮКЭС при температуре минус 44 °С (самовключение), причина отключения не установлена.

ОАО «Ульяновскэнерго»

В 2002 году в энергосистеме имели место следующие нарушения в работе трансформаторных подстанций при экстремальных климатических условиях.

В грозовой период, с прохождением ливневых дождей и усилением ветра, на

ПС 35-220 кВ из-за перенапряжений произошло 4 отключения с повреждением оборудования подстанций:

- разрушение разрядника РВС-35;
- разрушение проходного изолятора;
- повреждение изолирующих тяг выключателя ВМГ-133.

В декабре 2002 года, при резком повышении температуры наружного воздуха с минус 30 °С до плюс 2 °С, произошло увлажнение и ослабление изоляции внутри

шкафа ячейки, что привело к электродуговому перекрытию воздушного, изоляционного промежутка в линейном отсеке ячейки между токоведущими частями и подвижными контактами ножей заземления.

Из-за неблагоприятных климатических условий в распределительных сетях 0,4-10 кВ в 2002 году было 12 нарушений в работе ТП (в том числе, 8 нарушений из-за сильного ветра, дождя, грозы и 4 нарушения из-за снега, сильного ветра).

Основные причины повреждения оборудования и конструкций трансформаторных подстанций:

1. Повреждение опорного изолятора КТП.
2. Повреждение высоковольтного предохранителя КТП.
3. Обрыв спуска к КТП.
4. Конденсация влаги в КТП, которая способствует понижению изоляционных свойств (автоматических выключателей, опорных изоляторов).
5. Нарушение герметичности КТП, что способствует попаданию вовнутрь снега, дождя.

Предложения по повышению надежности подстанций:

- повышение класса применяемой изоляции в КТП;
- применение или разработка КТП с более усовершенствованным уплотнением дверей и запорами дверей;
- использование в распределительных сетях автоматических выключателей с малой кратностью токовой отсечки.

ОАО «Челябэнерго»

Нарушения в работе трансформаторных подстанций напряжением 6-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий в 2002 году. Данные других лет и характер повреждений сопоставимы с 2002 годом.

На ПС-35-110 кВ:

1. Повреждение ячеек 6-10 кВ:
 - выключатель ВМП-10 - 1 шт.
- Повреждение во время грозы.
- проходной изолятор ИП-10-630 - 3 шт.
- Перекрытие во время грозы.

- проходной изолятор ИП-10-630 - 1 шт.
Перекрытие при неустойчивых КЗ из-за схлестывания проводов при сильном ветре.

2. Повреждение разъединителей 35 кВ:

- опорный изолятор - 1 шт.

3. Повреждение разрядников 35 кВ:

- фарфоровая покрывка - 1 шт.

Перекрытие опорного изолятора разъединителя и разрушение фарфоровой покрывки разрядника произошло при замыкании на «землю» одной фазы ВЛ 35 кВ во время моросящего дождя.

Предложения по повышению надежности:

- своевременная замена РВС и опорной изоляции разъединителей.

- доведение до норм заземляющих устройств РУ.

4. Повреждение выключателей 110 кВ:

- ввод 110 кВ, выключатель У-110-8-1 шт.

Грозовые перенапряжения.

5. Повреждение разъединителей 110 кВ:

- опорный изолятор - 1 шт. Грозовые перенапряжения.

РУ 110 кВ подстанции выполнено по схеме «мостик». Повреждения произошли, когда линейный выключатель отходящей ВЛ 110 кВ был отключен, при включенном линейном разъединителе. т. е. разрядники РВС-110 оказались отключенными.

Предложения по повышению надежности:

- при отключенном выключателе разъединитель необходимо отключать, а ВЛ заземлять.

Повреждение ТП, РП-6-10/0,38 кВ.

- трансформаторы - 9 шт. Грозовые перенапряжения.

- течи крыши, вызвавшие перекрытия изоляции с повреждением оборудования - 42 случая.

ОАО «Камчатскэнерго»

В таблице 3 приведены анализ повреждения подстанций напряжением 6-110 кВ и предложения ОАО «Камчатскэнерго» по повышению надежности подстанций.

Мероприятия для повышения надежности:

- установка разрядников или ОПН (не хватает около 10 %);

- качественное проведение капитальных ремонтов кровель (выделение средств);

- применение новых кровельных материалов;

- замена мягкой кровли на профнастил.

ОАО «Астраханьэнерго»

Нарушений в работе ТП 6-110 кВ за последние 2 года из-за неблагоприятных климатических условий не было.

Из-за неблагоприятных климатических условий в ОАО «Астраханьэнерго» имеет место повреждение ВЛ 6-110 кВ (обрыв проводов и грозотросов, падение опор, срыв изоляторов и т.п.).

ОАО «Мосэнерго»

В 2002 году в ОАО «Мосэнерго» имело место 10 нарушений в работе ПС 35-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий, в том числе 8 нарушений при сильном порывистом ветре и 2 нарушения при высоких температурах.

При этом произошло 6 случаев повреждения опорных изоляторов разъединителей 35-110 кВ, 3 случая пробоя опорных изоляторов шин 6-10 кВ и 1 случай излома фарфоровой рубашки разрядника РВС-110 кВ в нижнем фланце.

ОАО «Иркутскэнерго»

В ОАО «Иркутскэнерго» при экстремальных климатических условиях имели место следующие повреждения подстанций напряжением 6-110 кВ:

1. 29.02.2000, ПС Шеберта, в результате порывов штормового ветра произошел излом фарфора опорной колонки фазы «В» разъединителя ЛЭП-110 кВ.

2. 1.06.2000, ПС Костино, во время грозы отключился Т-2 35/10 кВ, разрушился разрядник (РВС-35) 1974 г. выпуска.

3. 17.07.2000, ПС Студенческая, во время грозы и КЗ на трансформаторе поврежден ввод 6 кВ.

4. 18.12.2002, ПС Замзор, из-за резких перепадов температур (снег, дождь) на головках колонок ШР CONK (Венгрия) в подшипники попала вода и они замерзли.

Таблица 3

Анализ повреждения подстанций напряжением 6-110 кВ за 1998-2002 годы в экстремальных климатических условиях по ОАО «Камчатскэнерго» и предложения по повышению надежности

№	Объект, поврежденный элемент	Дата повреждения	Причина повреждения	Характер повреждения оборудования, конструкции	Предложения по повышению надежности
1	ПС Елизово: РВС-110 в цепи; НКФ-110 1-СШ	01.06.98	Воздействие экстремальных стихийных явлений (землетрясение силой 5-6 баллов)	Илом верхнего разрядника РВС-33 фазы А в цепи НКФ-110 1-СШ. (Разрядник РВС-110 собран в колонку из 2-х штук, смонтирован на 3-х метровый металлической стойке)	Закрепление стоек между собой жесткой связью
2	ПС Николаевка: опорный изолятор фазы В на ШИМ-35 Т-1 (ИШД-35)	12.05.98	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Расколоты все три юбки изоляторов	ИШД-35 заменить на ОНШ-35, следить за таянием проводов, прокрашивать места армирования
3	ПС Коряки, ПС Шапочка, ПС Начики изоляция шин 35 кВ	19.06.99	Перекрытие изоляции шин при близких ударах молнии	Разрушение изоляторов типа ИШД-35 (28 изоляторов)	Заменить изоляторы, срок эксплуатации которых более 25 лет, на новые
4	ПС Паратунка: опорные изоляторы I секция шин 35 кВ ИШД-35 фазы А и С	10.11.99	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Расколоты 4 изолятора; «Земля» в сети 35 кВ	ИШД-35 заменить на ОНШ-35 или ИОС-35; своевременно проводить высоковольтные испытания; прокрашивать места армирования
5	ПС Паратунка: опорные изоляторы I секции шин 35 кВ, ИШД-35 фаза В	06.12.99	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Повреждены 2 изолятора ИШД-35 «Земля» в сети 35 кВ	
6	ПС Елизово: ЛР-110 ВЛ Горизонт; тип SONK-12-31, 5-2	10.01.00	Выдавило из грунта металлоконструкцию ЛР-110, заклинило ножи разъединителей в ламелях	При производстве переключений разъединитель не управляется	Связывать между собой металлоконструкции, устанавливать анкера.
7	ПС Сосновка: ЛР-35 ВЛ «ТПК» колонки изоляторов; тип РЛНД-2-35	01.03.00	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Повреждены 5 колонок изоляторов из 6 (ИОС-35-400); два отломались по нижней линии армирования, на остальных трещины в нижней части армирования	Выполнить СДМ-83 п. 9.6, 9.7 (проверка горизонтальности рамы, вертикальность колонок; окраска места армирования). Тщательная регулировка соосности полуножей

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Объект (ПС, ТП), поврежденный элемент	Дата повреждения	Причина повреждения	Характер повреждения оборудования, конструкций	Предложения по повышению надежности
8	ПС Новая: ЛР-110 ЛЭП «КСИ» фаза А в сторону ВЛ тип РЛНД-2-110	06.03.00	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Излом колонки изоляторов по нижней армировке	Выполнить СДМ-83 п. 9.6, 9.7; Выполнить крепеж колонн от падения. Регулировка соосности полужолей, контроль тяжения шлейфов, вытягивающего усилия.
9	ПС Сосновка: КЗ-110 Т-1 тип КЗ-110М	07.06.00	Постоянная ветровая и гололедная нагрузка, резкая смена температур	Излом по верхней армировке колонки изоляторов ИОС-110-500	Поднимать шкафы, выравнивать полы. Усилить контроль за работой демфера на включение
10	ПС Елизово: Конденсатор связи фаза С; СМР-110/ $\sqrt{3}$	25.09.00	Старение изоляции (год установки - 1975), ветровая и гололедная нагрузка	Образовались трещины в фарфоровой рубашке конденсатора, конденсатор потек.	Усилить контроль за конденсаторами выпуска до 1980 г.
11	ПС Советская: ШР-110 КАТ (тип SONK-12,5)	18.12.01	На оголовниках ШР-110 КАТ (тип SONK-12,5) намерз мокрый снег. При проверке работы ЛР-110 – КАТ на вкл. – откл. произошел излом аппаратного зажима по границе сварки с контактной пластиной фазы А в сторону КАТ из-за неоднократных операций вкл-откл на ПС	Попадание воды через боковые крышки оголовника ШР-110-КАТ внутрь оголовника к регулировочным шайбам с последующим замерзанием при снижении температуры воздуха. При попадании льда между деталями оголовника Р-110 наконецник, к которому крепится аппаратный зажим, перестает вращаться, что приводит к изгибу аппаратных зажимов при попытке оперирования разъединителями.	Выполнить герметизацию боковых крышек оголовников ШР и ЛР КАТ
12	ПС Начикп: опорный изолятор ПСН-35 Т-2 фаза С, нижний ИШД-35	24.04.02	Старение, гололедная и ветровая нагрузка	Шлейф распушился, отголели все алюминиевые шины, осталась только сталь.	Ставить рессоры и не менее трех зажимов ПАБ
13	ПС Елизово: ВЛ-35 «Водозабор» конд. связи СМР-55/ $\sqrt{3}$ и опор. изоляторы под ВЧЗ	31.10.02	Старение и переменная гололедная и ветровая нагрузка	Треснул фарфор на конденсаторе, образовалась течь. На опорных изоляторах под ВЧЗ УСТ-110-400 – излом по нижней армировке.	Своевременный осмотр и замена оборудования при появлении трещин.

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Объект (ПС, ТП), поврежденный элемент	Дата повреждения	Причина повреждения	Характер повреждения оборудования, конструкций	Предложения по повышению надежности
14	ПС Начики: РВС-35 Т-2 фаза С, верхний опорный изолятор ПСН-35 фаза С	13.09.02	Удар молнии в ЛЭП «Коряки - Начики», перенапряжение	ПС Начики: разрушение фарфора опорного верхнего изолятора на ПСН-35 фаза С (ИШД-35); Разрушился РВС-35 фаза С.	Монтаж грозозащиты
15	ПС Коряки: ТТ-35 ЛЭП Начики фазы В, С (ТФНД-35); РВС-35 ТН-2-35 фазы С	«	«	ПС Коряки: междуфазное КЗ сгорели вторичные обмотки ТТ фаза С; Разрушен разрядник РВС-35 фаза С	«
16	ПС Раздольная: опорный изолятор шлейфа на ТН-2-35 фазы С (ИШД-35)	«	«	ПС Раздольная: разрушение изолятора ИШД-35	«
	К-27	03.1998	Налипание мокрого снега на провода, идущие от РЛНД до проходных изоляторов КТПН, большие ветровые нагрузки.	Разрушение наружной части проходных изоляторов	Установка дополнительной траверсы с изоляторами на КТПН для уменьшения нагрузки на проходные изоляторы
ТП и РП 6-10 кВ					
	Р-20	02.99	«	«	«
	104	12.99	«	«	«
	25-3	01.00	«	«	«
	К-5	04.00	«	«	«
	27-2	01.01	«	«	«
	14-8	02.01	«	«	«
	51-6	03.01	«	«	«
	К-8	12.01	«	«	«
	Р-24	01.02	«	«	«
	13-6	04.02	«	«	«
	К-12	04.02	«	«	«

ОАО «Владимирэнерго»

В ОАО «Владимирэнерго» при экстремальных климатических условиях произошли указанные в таблице 4 нарушения в работе подстанций.

Таблица 4

Нарушения в работе подстанций при экстремальных климатических условиях в ОАО «Владимирэнерго»

	1999 г.	2000 г.	2001г.	2002 г.
Повреждения ТП 6-10/0,4 кВ, всего	81	57	88	54
Причины повреждений:				
Атмосферные перенапряжения (гроза)	15	10	17	8
Скорость ветра выше расчетной	-	-	-	-
Гололед, мокрый снег	1	-	-	-
Гололед с ветром	-	-	-	-

За последние годы нарушения работы ТП 6-10/0,4 кВ в экстремальных климатических условиях были, в основном, при грозовых перенапряжениях. При этом происходили разрушения разрядников РВО-6, РВО-10, РВП-6, РВП-10, РВН-0,5.

Повреждений оборудования подстанций напряжением 35 кВ и выше не было.

ОАО «Кировэнерго»

За период с 1.01.2001 по 1.01.2003 произошло повреждение 2-х изоляторов 110 кВ, 38 изоляторов 10 кВ, 27 вентильных разрядников 10 кВ, 7 трансформаторов 10 кВ, 1 трансформатора тока 10 кВ из-за неблагоприятных климатических условий (гроза, сильный ветер).

ОАО «Татэнерго»

В 2002 году не было повреждений подстанций 110 кВ и выше в экстремальных климатических условиях. Все нарушения в работе из-за неблагоприятных климатических условий произошли на трансформаторных подстанциях 6-35/0,4 кВ (см. таблицы 5, 6).

Таблица 5

Нарушения в работе ТП 6-35/0,4 кВ в ОАО «Татэнерго» из-за неблагоприятных климатических условий

Причина нарушений:	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.
Грозовые перенапряжения	15	22	12	8
Скорость ветра выше расчетной	-	-	12	13
Гололед, мокрый снег	-	-	-	11
Гололед с ветром	-	-	-	4
Воздействия других внешних факторов (оползни, наводнения, обвалы и др.)	-	-	1	-

Предложения ОАО «Татэнерго» по повышению надежности трансформаторных подстанций 6-35/0,4 кВ.

Для повышения надежности ТП 6-35/0,4 кВ необходимо:

1. Повысить механическую надежность и упростить конструкцию защитных кожухов и ограждений над вводами силовых трансформаторов МТП.
2. Учесть при конструировании типовых КТП и МТП возможность их вывоза для ремонта на участки по централизованному ремонту и восстановлению КТП. Особенно усложняет работу ремонтных служб трудность разгрузки-погрузки КТП, МТП в полевых условиях.

Часто имеющиеся в наличии подъемные краны имеют недостаточный вылет стрелы и недостаточную грузоподъемность.

3. Повысить механическую надежность дверей высоковольтных и низковольтных щитов.

4. Упростить конструктивное выполнение дверей высоковольтных и низковольтных щитов для возможности изготовления их силами ремонтных служб предприятия.

5. Усилить гидроизоляцию высоковольтных и низковольтных щитов.

6. Повысить ремонтпригодность оборудования путем более рационального его размещения, особенно в низковольтных щитах.

7. Централизованно проводить унификацию используемого оборудования. Разработать стандартные крепежные размеры оборудования, обязательные для отечественных производителей.

Таблица 6

Нарушения в работе ТП 6-35/0,4 кВ в ОАО «Татэнерго» из-за неблагоприятных климатических условий в 2002 году

№ п/п	Причина нарушений	Поврежденное оборудование											
		0,4 кВ	силовой трансформатор	в/в предохранители	неподвижные контакты выкл. нагрузки	в/в выводы трансформатора	опорные изоляторы	проходные изоляторы	провода	сгорело полностью КТП	прямое попадание молнии	обрыв вьзки на изоляторе линейного разъединителя	Шлейф спуск с ТП
1	Грозовые перенапряжения	1	1	2	-	-	2	-	3	-	1	-	-
2	Скорость ветра выше расчетной	4	1	-	-	1	-	1	-	-	-	1	5
3	Гололед, мокрый снег	6	-	-	1	-	-	1	-	4	-	-	-
4	Гололед с ветром	-	-	-	-	-	1	5	-	-	-	-	-
5	Воздействия других внешних факторов (оползни, наводнения, обвалы и др.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ОАО «Смоленскэнерго»

Повреждений оборудования трансформаторных подстанций напряжением 6-110 кВ по причине неблагоприятных климатических условий (гроза, сильный ветер, гололед и др.) за период с 2000 по 2002 год не происходило.

ОАО «Свердловэнерго»

Повреждений подстанций из-за экстремальных климатических условий за последние 5 лет не было.

ОАО «Курскэнерго»

В 2001 году произошли следующие повреждения оборудования КТП и ПС.

По причине грозовых перенапряжений:

- МВ-35 кВ - 1 шт.
- ТСН-10 кВ - 2 шт.
- МВ-10 кВ - 1 шт.
- Трансформаторов КТП - 3 шт.
- ТТ-10 кВ - 2 шт.
- Проходных изоляторов КТП - 15 шт.
- Опорных изоляторов КТП - 8 шт.

- Отгораний шлейфов от проходных изоляторов КТП - 2 шт.

- Низковольтных шкафов КТП - 2 шт.

- Разрядников 10 кВ КТП - 2 шт.

- Опорных изоляторов Р-10 кВ КТП - 1 шт.

Под действием ветровых нагрузок:

- Конденсаторов связи 35 кВ - 1 шт.

По причине гололедообразования:

- Проходных изоляторов КТП - 1 шт.

В 2002 году в ОАО «Курскэнерго» произошли следующие повреждения оборудования КТП и ПС.

По причине грозových перенапряжений:

- ТН-35 кВ - 2 шт.

- Проходных изоляторов КТП - 2 шт.

- Проходных изоляторов КРУН-10 кВ - 2 шт.

- Разрядников 10 кВ КТП - 1 шт.

По причине гололедообразования:

- Обрывов шлейфов 10 кВ с Р-10 кВ КТП - 1 шт.

Под действием ветровых нагрузок:

- Конденсаторов связи 110 кВ - 1 шт.

- Обломов аппаратного зажима спуска к в/ч заградителю 110 кВ - 1 шт.

- Обрывов шлейфа 10 кВ с Р-10 кВ - 1 шт.

- Опорных изоляторов Р-10 кВ КТП - 1 шт.

- КТП - 1 шт.

ОАО «Тверьэнерго»

На подстанциях 6-110 кВ значительных повреждений оборудования и конструкций, вызванных неблагоприятными климатическими условиями (гроза, сильный ветер, гололед и др.), за последние 25 лет не наблюдалось. Основные проблемы с повреждаемостью указанного оборудования связаны с его физическим износом.

В качестве предложений по повышению надежности подстанций ОАО «Тверьэнерго» предлагает отказаться от проектирования ПС 35 кВ и выше с беспортальным приемом ВЛ, так как при сильном ветре возникают большие усилия на изоляторы разъединителей, что приводит к их поломке.

ОАО «Новгородэнерго»

В работе ТП 10/0,4 кВ в течение 2000-2002 годах из-за неблагоприятных условий произошли следующие нарушения (таблицы 7,8).

Таблица 7

Нарушения в работе ТП 10/0,4 кВ из-за неблагоприятных условий в ОАО «Новгородэнерго»

Причина	Количество по годам		
	2000	2001	2002
Грозовые перенапряжения	43	69	19
Скорость ветра выше расчетной	110	87	14
Гололед со скоростью ветра выше расчетной	21	4	15
Толщина гололеда (мокрый снег) выше расчетной	24	9	0
Увлажнение	12	5	0
Наводнение	5	2	0
Ледоход	3	0	0
Загрязнение изоляции	59	78	56

Таблица 8

Количество поврежденных элементов оборудования подстанций в ОАО «Новгородэнерго» в 2000-2002 годах

Поврежденный элемент	Количество поврежденных элементов по причинам:							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Выносной разъединитель	1	6	6	4		14	10	
Шлейф спуска к ТП	48	110	38	56		43	25	
Проходной изолятор	93	46		40	17	39		96
Разрядник	61	15		13		27	14	
Предохранитель 10 кВ	159	189	185	144	6	36	15	
Силовой трансформатор	54	48	14	16	11	5	6	43
Вводной АВ 0,4 кВ	490	325	186	299	23	56	73	37
Наброс на токоведущие части (наличие посторонних предметов)	104	266	42	56		18	75	
Штыревой изолятор	12	24	3	25		17	26	54
Повреждение уплотнения проходного изолятора	19	12	6	68	56	28	20	34

ОАО «Тюменьэнерго»

В 2002 году на предприятиях в результате воздействия климатических факторов (резкие перепады температур, сильный ветер, гроза) произошли нарушения в работе оборудования ПС 110 кВ - 12 случаев и ТП 10/0,4 кВ - 51 случай.

При этом повреждались:

- вентильные и трубчатые разрядники 10 кВ;
- масляные выключатели типа ВМТ-110;
- опорно-стержневая изоляция разъединителей 10-110 кВ;
- проходные изоляторы КТПН, КРУН;
- элементы строительной части.

Опыт эксплуатации подстанций в сложных природно-климатических условиях показывает, что закрытые подстанции 110 кВ даже с традиционным основным оборудованием имеют более высокие показатели надежности по сравнению с открытыми подстанциями (ОРУ-110 кВ) с аналогичным оборудованием.

Предложения ОАО «Тюменьэнерго» по повышению надежности:

- применять при новом строительстве и реконструкции подстанций 110 кВ комплек-

ные распределительные устройства с элегазовой изоляцией или элегазовые ячейки наружной установки, аналогичные типам PASS MO (ABB), HIS (SIEMENS);

- разработать проектные решения по реконструкции и строительству подстанций, обеспечивающих снижение капитальных затрат при строительстве и одновременное повышение надежности за счет применения КРУЭ. Снижение стоимости строительства подстанций с применением КРУЭ может быть достигнуто за счет уменьшения размеров здания порядка 40 %, а следовательно в дальнейшем снизить эксплуатационные расходы и затраты на содержание здания;

- применять полимерную опорно-стержневую изоляцию на разъединителях 10-110 кВ;

- применять современные вакуумные, элегазовые выключатели;

- применять вместо разрядников ОПН 10-110 кВ.

ОАО «Бурятэнерго»

Технологических нарушений в работе оборудования ПС 110 кВ в связи с неблагоприятными климатическими условиями не было.

Предложения ОАО «Бурятэнерго» по повышению надежности трансформаторных подстанций:

- в целях усиления средств защиты от ветровых нагрузок производить установку ОПН вместо РВ;

- при проектировании подстанций производить мероприятия согласно Указанию № 425-14 от 25.12.89 «О повышении устойчивости работы электроустановок в сейсмических районах».

ОАО «Удмуртэнерго»

За 1 квартал 2003 года повреждений оборудования и конструкций на трансформаторных подстанциях 6-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий не произошло.

ОАО «Рязаньэнерго»

Нарушений в работе трансформаторных подстанций из-за неблагоприятных климатических условий (гроза, сильный ветер, гололед, снегопады и др.) за период 2001-2002 годы не было.

ОАО «Пермэнерго»

За последние 6 лет из-за неблагоприятных климатических условий и низкого качества изготовления на ПС 110-220 кВ повредились при оперативных переключениях и забракованы при осмотре 309 опорно-стержневых изоляторов, из которых 78 % - изоляторы серии ИОС, 22 % - изоляторы серий СТ, УСТ, АКО, ОНС. Из 309 повредившихся изоляторов - 242 выявлены осмотром.

Для повышения надежности работы оборудования в ОАО «Пермэнерго» проводится планомерная замена в разъединителях 110 кВ опорно-стержневых изоляторов старых серий на изоляторы новых серий, в т. ч. на полимерные, замена разъединителей старых типов на современные разъединители типа РГ-110 и SGF-110.

ОАО «Ярэнерго»

В работе подстанций 6-110 кВ из-за неблагоприятных климатических условий произошли следующие нарушения.

1. На ПС 35/10 кВ Дубки (25.07.98) во время грозы произошло повреждение изоляции обмотки НН Т-2 (ТМН-6300/35-73-У1) фаза «В» с замыканием на магнитопровод из-за протекания сквозных токов КЗ при одновременном отключении 4-х ВЛ 10 кВ при грозовых перенапряжениях.

2. На ПС 35/10 кВ Григорьевское (12.08.98) при сильном дожде произошло повреждение выносного ТТ 35 кВ типа ТФЗМ-35 вследствие переувлажнения изоляции и перекрытия между обмотками ВН и НН.

3. На ПС 110/35/10 кВ Лом (30.06.2000) произошло отключение от дифференциальной защиты при трехфазном КЗ в ячейке ввода Т-1 из-за попадания влаги через армировочные швы проходных изоляторов (тип ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ) фазы А и С на шины.

4. На ПС 110/6 кВ Гаврилов-Ям (12.04.01) при ударе молнии в ВЛ 6 кВ в МВ-6 кВ (ВМГ-133-2) фидер 603 из-за пробоя изоляции произошел выброс масла фаза С.

5. На ПС 35/10 кВ Григорьевское (03.11.01) в сырую погоду с мокрым снегом, при замыкании на землю на ВЛ 10 кВ, произошло перекрытие проходного изолятора типа ИП-10/630 КТП 10/0,4 кВ собственных нужд.

6. На ПС 35/10 кВ Туношна (05.06.02) в результате грозового перенапряжения произошел пробой внутрибаковой изоляции МВ 35 кВ (ВТ-35/600) с разрушением двух фарфоровых вводов.

7. На ПС 35/10 кВ Сутка (22.02.03) из-за разрушения поддерживающего изолятора произошел изгиб шины фазы С на участке Т-1 - ПСН-35 кВ с касанием радиатора Т-1. Разрушение фарфоровой части изолятора ОНС 35/500 (Гжельское ПО «Электроизолятор») у верхнего фланца произошел в результате попадания влаги через армировочный шов и перехода температуры наружного воздуха через «0».

8. На ПС 35/10 кВ Глебово (08.01.03) при отключении КЗ на ВЛ 10 кВ при низкой температуре наружного воздуха (минус 32 °С) из-за повышенной вязкости масла произошло затяжное отключение МВ-10 кВ фидер № 8 (ВМГ-10 с приводом ПП-67к) с пробоем на корпус и перекрытием изоляции баков, изоляционных тяг и опорных изоляторов.

9. На ТП 6-10/0,4 кВ при грозовых перенапряжениях происходили повреждения силовых трансформаторов типов ТМ и ТМГ, пробой и разрушение разрядников типов РВО и РВП и пробой проходных изоляторов типов ИП-10/630 и ИПУ-10/630.

ОАО «Вологдаэнерго»

В 2002 году в энергосистеме из-за неблагоприятных климатических условий произошло 39 инцидентов на ТП 6-10/0,4 кВ, все из-за грозовых перенапряжений. Инциденты сопровождались выходом из строя следующих элементов: 26 - пробоем проходных изоляторов, 11 - пробоем разрядников РВО-10, 1 - разрушением ОПН-10, 1 - пробоем изоляции силового трансформатора.

Инцидентов на ПС 35-110 кВ, связанных с воздействием стихийных явлений, в указанный период не происходило.

Для повышения надежности ТП 6-10/0,4 кВ ОАО «Вологдаэнерго» предлагает:

1. Применять для защиты от перенапряжений ОПН-10 вместо разрядников РВО-10.

2. Применять полимерные проходные изоляторы.

3. Улучшить качество антикоррозийного покрытия ТП.

4. Усилить защиту высоковольтных и низковольтных шкафов от воздействия влаги.

ОАО «Ленэнерго»

Анализ нарушений в работе оборудования подстанций напряжением 6-110 кВ в энергосистеме в неблагоприятных (экстремальных) климатических условиях (гроза, ветер, ледообразование и др.) за период с 01.01.2001 по 31.03.2003 выявил 65 фактов разрушения опорной изоляции разъединителей РЛНД-10 и 282 факта разрушения разрядников типа РВО-10. Сведения о повреждениях другого оборудования приведены в таблице 9. На основании проведенного анализа работы оборудования в неблагоприятных климатических условиях можно сделать вывод о низкой надежности опорной изоляции разъединителей РЛНД-10 и разрядников РВО-10.

Таким образом, по данным за 2000-2003 годы, при неблагоприятных климатических воздействиях часто происходят повреждения оборудования подстанций.

АО-энерго отмечают увеличивающуюся с каждым годом степень изношенности оборудования вследствие недостаточного финансирования на проведение его ремонта и реконструкции, недостаточную комплектацию аварийным запасом оборудования и материалов, запасными частями.

Предложения энергосистем по повышению надежности подстанций в основном касаются необходимости усовершенствования конструкций оборудования, использования современных зарубежных аналогов, своевременной замены старого оборудования, централизованной унификации используемого оборудования и др.

Таблица 9

Сведения о повреждениях оборудования подстанций напряжением 6-110 кВ в ОАО «Ленэнерго» при неблагоприятных (экстремальных) климатических условиях

№	Поврежденное оборудование (тип, марка и т.п.)	Характер повреждения	Количество поврежденного оборудования	Климатические условия
1	Трансформатор типа ТРДЦН-63000/110	повреждение обмотки 10 кВ	1	гроза, град, порывистый ветер
2	Трансформатор типа ТМ-400/10	пробой изоляции	1	гроза
3	Трансформатор типа УУУФ-220/10	пробой изоляции	1	гроза
4	Трансформатор типа ТМ-50/10	пробой изоляции	1	гроза
5	МВ типа МГ-110	разрушение	1	гроза, порывистый ветер
6	МВ типа ВМК-35	разрушение фарфоровых покрышек	2	гроза
7	МВ типа ВМП-10	разрушение	3	гроза
8	МВ типа ВММ-10	разрушение	1	гроза
9	Выключатель нагрузки типа ВНП-16	повреждение опорной изоляции	1	перепад температур
10	Выключатель нагрузки типа ВН-16	повреждение опорной изоляции	3	гроза, дождь, порывистый ветер
11	Трансформатор тока типа ТФНД-35	повреждение опорной изоляции	2	гроза
12	Трансформатор напряжения типа НТМИ-10	пробой изоляции обмотки	1	гроза
13	Трансформатор напряжения 10 кВ пр-ва ГДР	пробой изоляции обмотки	1	гроза
14	Разъединитель РЛНД-110	повреждение опорной изоляции	3	гроза
15	Разъединитель РЛНД-10	повреждение опорной изоляции	65	гроза, дождь, порывистый ветер
16	Разрядник типа РВС-110М	разрушение	2	ветер
17	Разрядник типа РВП-10	разрушение	11	гроза
18	Разрядник типа РВО-10	разрушение	282	гроза
19	Ячейка КРУН-10 кВ типа К-37	выгорание ячейки	2	гроза, град, порывистый ветер
20	Опорно-стержневой изолятор ИОС-110/2000	излом изолятора	1	дождь, мороз, ветер

Рекомендации по выбору строительной части подстанций на опорах ВЛ с учетом экстремальных климатических воздействий

При гололедно-ветровых воздействиях часто имеют место аварии механической части подстанций. Особенно это относится к столбовым и мачтовым подстанциям. Для повышения надежности подстанций при гололедно-ветровых воздействиях расчетами следует установить допустимую массу трансформатора, устанавливаемого на опору. Ниже приводятся рекомендации по выбору строительной части подстанций.

1. Мачтовая трансформаторная подстанция МТП-160-250 кВ·А, 10/0,4 кВ

1.1. Мачтовая трансформаторная подстанция (МТП) мощностью 160-250 кВ·А напряжением 10/0,4 кВ обычно выполняется на портале из двух стоек следующих марок: СВ110-3,5, СВ105-3,6, СВ110-5 и СВ105-5.

1.2. Проверка прочности МТП по расчетной схеме (рисунок 1) на базе железобетонных стоек СВ105 и СВ110 показала, что указанные стойки нагружены в основном ветровой нагрузкой (изгибающий момент относительно оси у-у). В связи с этим трансформатор 160-250 кВ·А массой до 3 т рекомендуется устанавливать на портале из двух типовых железобетонных стоек СВ105-5 и СВ110-5 с расчетным изгибающим моментом 50 кН. В I-III ветровых районах и в I-II районах по гололеду допускается применять типовые железобетонные стойки СВ105-3,6 и СВ110-3,5, если они используются на данной ВЛ 10 кВ.

В расчетной схеме в виде рамы определяющим является прочность узлов крепления поперечины, несущей трансформатор.

1.3. Стойки должны устанавливаться в системе портала так, чтобы большая сторона их поперечного сечения была поперек плоскости портала.

1.4. МТП может быть установлена возле концевой опоры ВЛ 10 кВ, в 5-10 м от стойки концевой опоры (рисунок 2, вариант 1); может быть установлена на

трассе ВЛ 10 кВ в качестве промежуточной опоры (рисунок 2, вариант 2). При этом плоскость портала может быть расположена как вдоль, так и поперек оси ВЛ 10 кВ, в последнем случае пролеты, смежные с порталом, не должны превышать 50 м. МТП может устанавливаться около ВЛ 10 кВ в 5-10 м от оси ВЛ (рисунок 2, вариант 3).

Рекомендуется схема установки МТП около оси ВЛ 10 кВ (рисунок 2, вариант 3). В районах IV-VI по ветровым и гололедным нагрузкам рекомендуется рассмотреть МТП на базе железобетонных центрифугированных стоек, которые имеют отверстия для надежного крепления поперечины, несущей трансформатор.

1.5. Каждая ВЛ 0,4 кВ должна иметь концевую опору, устанавливаемую в 5-10 м от стойки портала. В пролете 5-10 м стрела провеса провода $f = 0,5$ м при температуре монтажа ± 20 °С.

1.6. Использование МТП в качестве концевой опоры ВЛ 0,4 кВ не допускается.

1.7. Необходимо обратить особое внимание на надежность крепления рамы, несущей трансформатор: детали крепления рамы к стойкам не должны деформироваться под максимальными расчетными усилиями в болтах крепления при максимальных зазорах между болтами и стойкой. Желательно установить в запас прочности дополнительные упоры под несущей рамой, так как под максимальными расчетными ветровыми нагрузками возможно ослабление крепления рамы к стойкам из-за их раскачивания.

1.8. В связи с небольшим расстоянием между элементами несущей рамы (приблизительно) 22 см любое их смещение может привести к нежелательному наклону трансформатора поперек плоскости портала. Поэтому желательно предусмотреть возможность регулировки вертикального положения трансформатора.

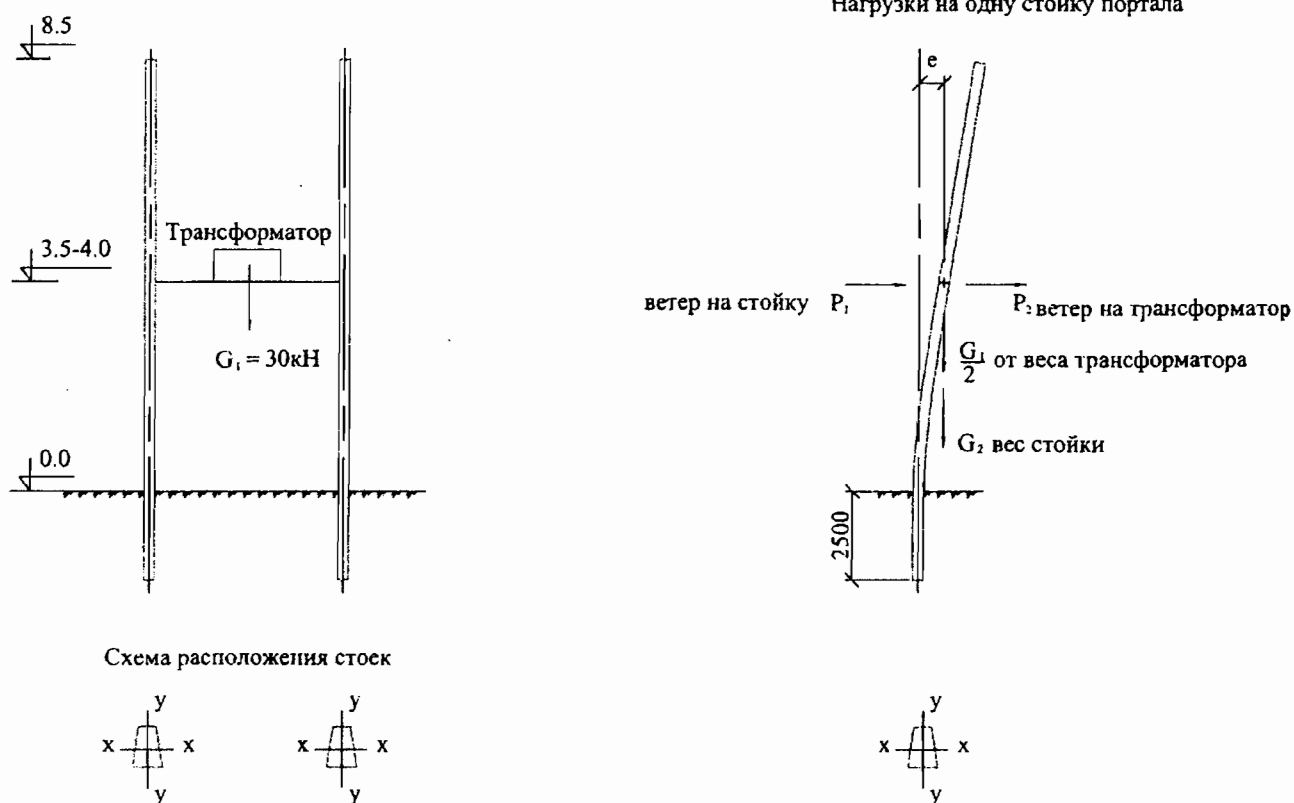


Рисунок 1 - Расчетная схема для механического расчета мачтовой трансформаторной подстанции МТП-160-250 кВ·А, 10/0,4 кВ

1.9. В качестве типового закрепления стоек портала в грунте рекомендуется установка стоек в котловане 0,45 м, глубиной 2,5 м, с подушкой под стойкой толщиной 0,3 м из щебня или крупного гравелистого песка. Засыпка пазух котлована выполняется песком любой крупности.

2. Столбовая трансформаторная подстанция СТП-63-10/0,4 на промежуточной опоре ВЛ 10 кВ

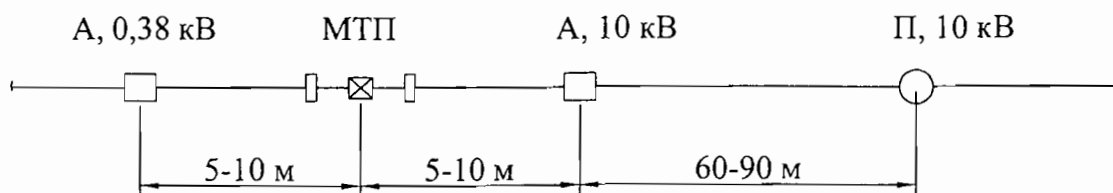
2.1. Столбовую трансформаторную подстанцию СТП-63-10/0,4 рекомендуется устанавливать на промежуточных опорах на

базе железобетонных стоек СВ110-3,5, СВ110-5, СВ105-3,6, СВ105-5. Варианты подвески трансформатора приведены на рисунке 3.

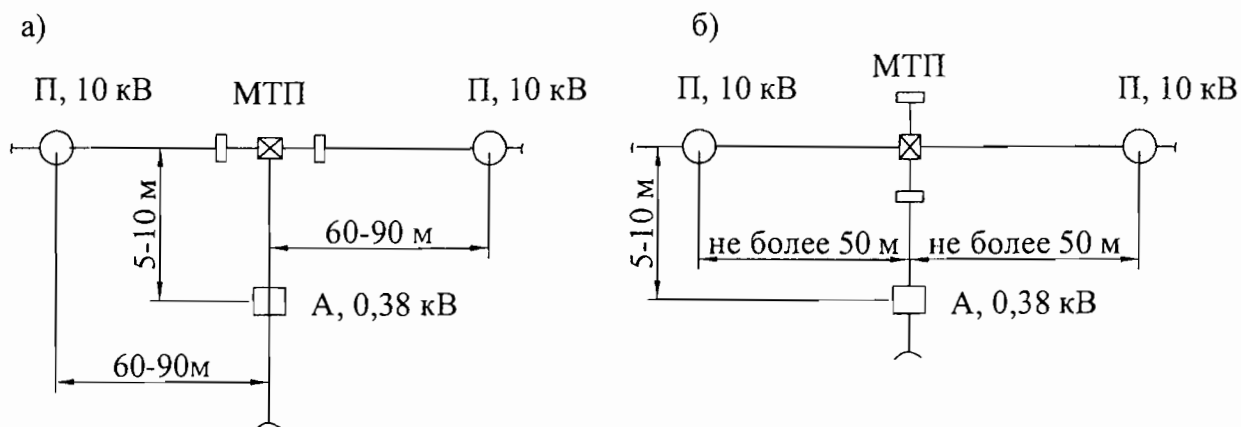
2.2. Расчетная масса трансформатора и деталей крепления - 0,7 т, высота подвески трансформатора от поверхности земли 4,5 м и 7 м. Трансформатор может подвешиваться на стойке под проводами по оси ВЛ или сбоку от оси ВЛ.

2.3. Предпочтительнее для применения схемы 1А и 2А, т.к. они обеспечивают меньшую загрузку стоек (рисунок 3).

Вариант 1 - МТП около концевой опоры ВЛ 10 кВ:



Вариант 2 - МТП в качестве промежуточной опоры ВЛ 10 кВ
(плоскость портала вдоль и поперек ВЛ):



Вариант 3 - МТП около оси ВЛ 10 кВ:

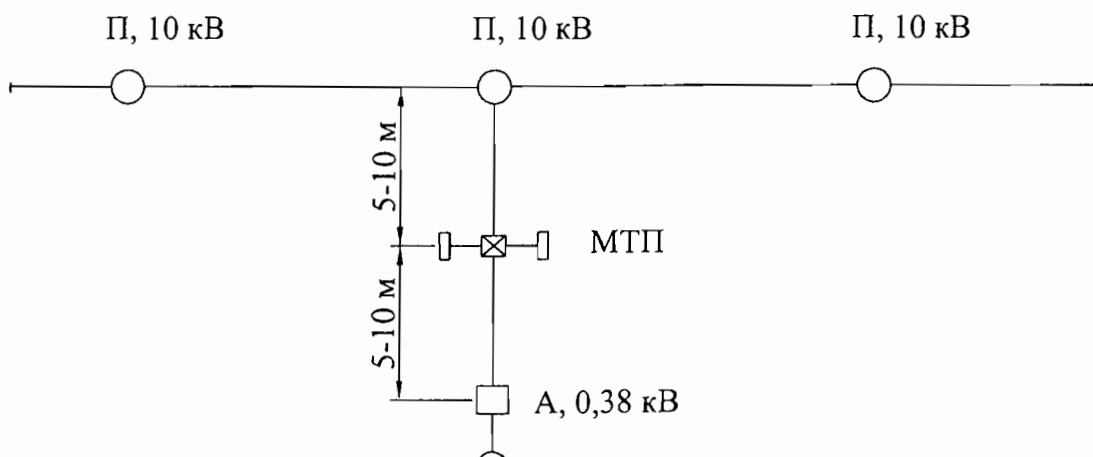


Рисунок 2 - Варианты установки мачтовой трансформаторной подстанции МТП-160-250 кВ·А, 10/0,4 кВ

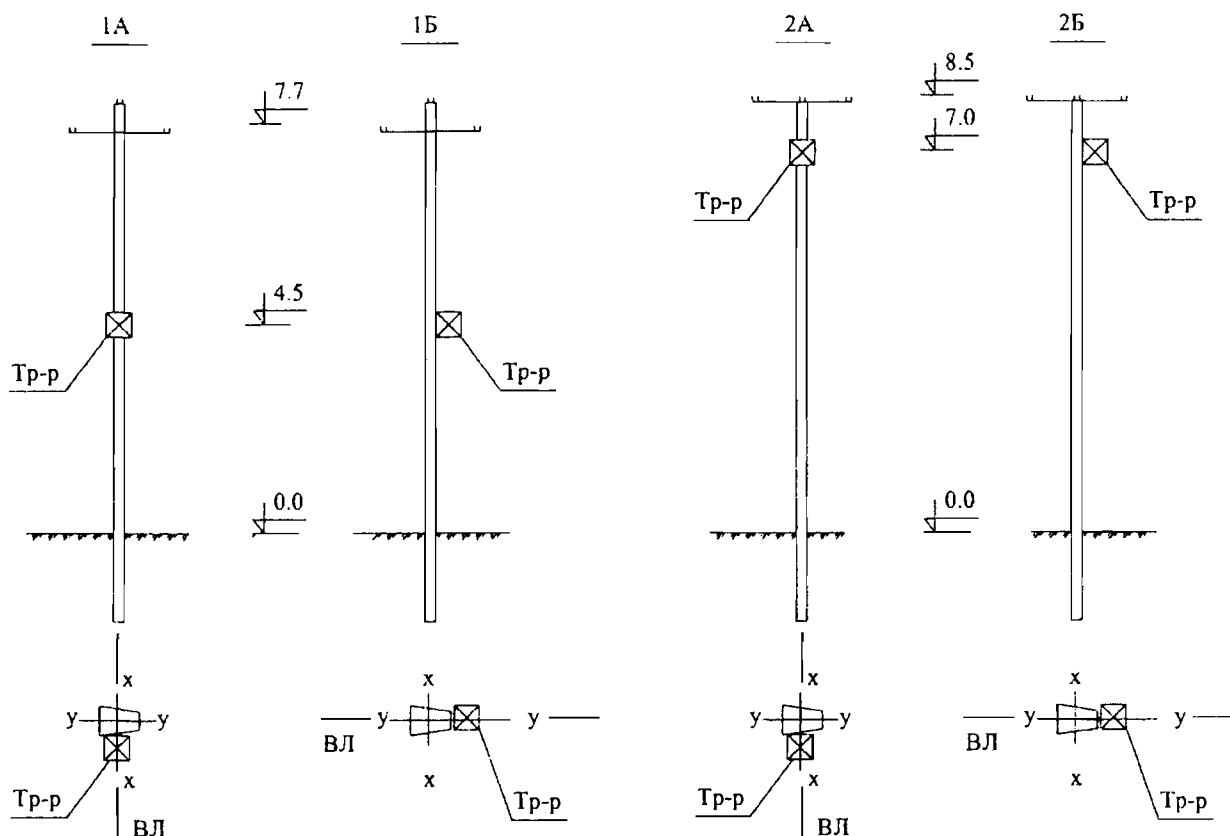


Рисунок 3 - Варианты подвески на промежуточных опорах ВЛ 10 кВ столбовой трансформаторной подстанции СТП-63-10/0,4

2.4. Проверка прочности СТП на промежуточных опорах ВЛ 10 кВ типовой серии 3.407.1-143 должна выполняться на ветровые и весовые нагрузки с учетом прогибов опор. Трансформаторы мощностью до 63 кВ·А рекомендуется устанавливать на железобетонных стойках типа СВ105-5 и СВ110-5 на высоте 4,5 м. Допускается устанавливать трансформаторы на высоте 7,0 м. В I-III ветровых районах и в I-II гололедных районах допускается установка трансформатора мощностью до 63 кВ·А на железобетонных стойках типа СВ105-3,6 и СВ110-3,5 на высоте 4,5 м.

2.5. Трансформатор до 63 кВ·А может быть установлен как на промежуточной опоре (рисунок 4, вариант 1), так и на свободстоящей стойке около линии, т.е. в 5-7 м от оси ВЛ (рисунок 4, вариант 2).

3. Трансформаторная подстанция с трансформатором 160 кВ·А на железобетонной подкосной опоре СТП-160-10/0,4

3.1. ТП выполняется на железобетонной подкосной опоре А10-1 и А10-2 ВЛ 10 кВ на базе стоек СВ110-3,5, СВ105-3,6, СВ110-5 и СВ105-5.

3.2. Эти стойки, как правило, не имеют излишних запасов прочности для установки тяжелых трансформаторов. Поэтому необходимо выполнить механические расчеты по обоснованию возможности установки трансформатора 160 кВ·А на подкосных опорах типовой серии 3.407.1-143 и определению области применения ТП по районам климатических условий.

3.3. Положение стоек в расчетной схеме опоры на рисунке 5 показано в соответствии с типовой серией 3.407.1-143.

Размеры сечений на торцах стоек и допуски на их изготовление должны соответствовать техническим условиям ТУ 5863-007-00113557-94 «Стойки железобетонные вибрированные для опор ВЛ 0,4-10 кВ».

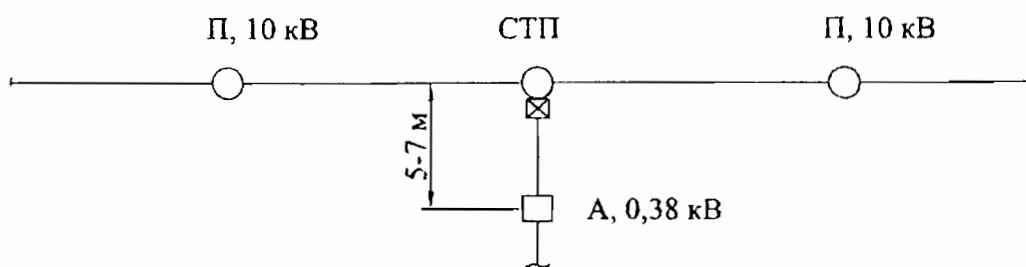
3.4. Проверка прочности подкосной опоры с СТП по расчетным схемам, приведенным на рисунке 5, показала, что наиболее опасна комбинация нагрузок при расчете подкосной опоры поперек ВЛ и что

нагрузка от трансформатора массой 1,5 т является максимально допустимой, т. е. мощность трансформатора должна быть не более 160 кВ·А.

3.5. ТП может применяться в качестве концевой опоры ВЛ 10 кВ с расчетным тяжением в проводе не более 9 кН (рисунок 6, вариант 1).

3.6. ТП может устанавливаться рядом с ВЛ 10 кВ подкосом к линии. Расстояние от опоры ТП до оси ВЛ 10 кВ должно быть 8-10 м. При этом ТП может быть концевой опорой для ВЛ 0,38 кВ (рисунок 6, вариант 3).

Вариант 1 - СТП на промежуточной опоре ВЛ 10 кВ:



Вариант 2 - СТП на свободностоящей опоре около ВЛ 10 кВ:

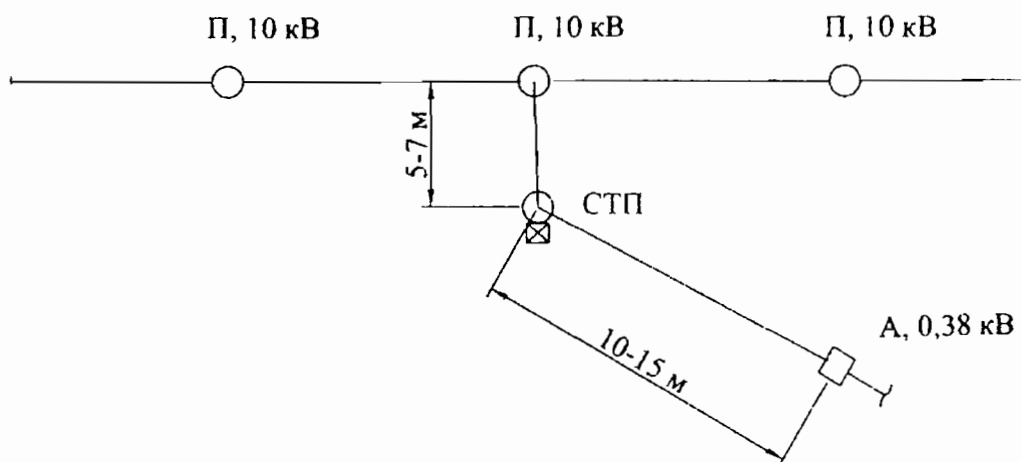
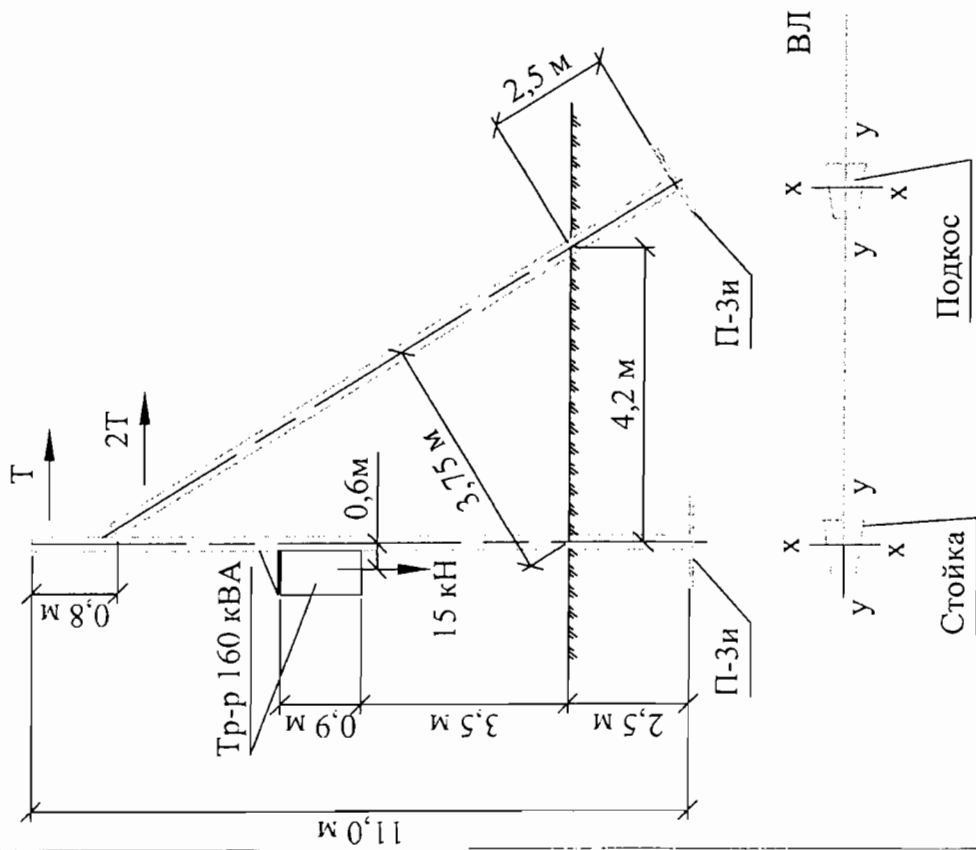


Рисунок 4 - Варианты установки столбовой трансформаторной подстанции СТП-63-10/0,4 кВ

Проверка прочности концевой опоры с ТП вдоль оси ВЛ



Проверка прочности концевой опоры с ТП поперек оси ВЛ

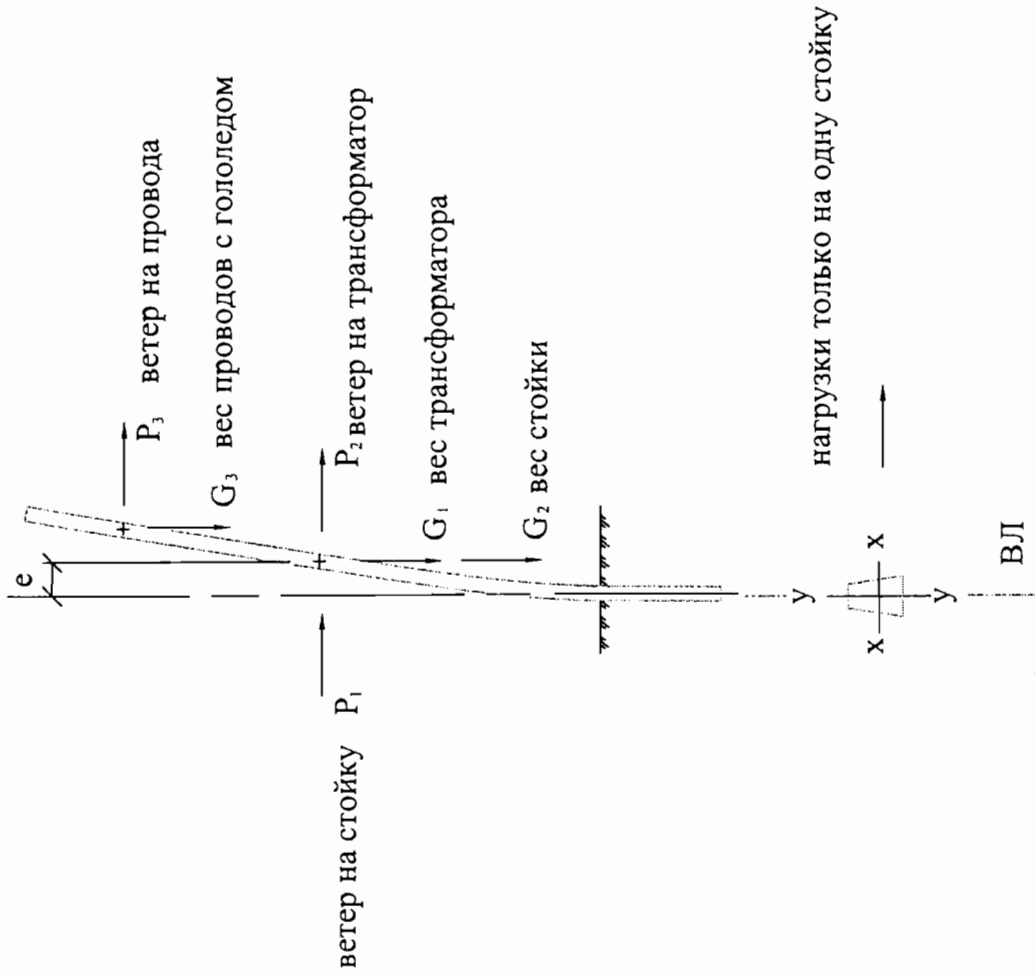


Рисунок 5 - Расчетная схема трансформаторной подстанции ТП-160 кВ.А, 10/0,4 кВ на подкосной опоре

Таблица 10

Рекомендуемая область применения железобетонных стоек

Нормативный скоростной напор ветра, даН/м ²	Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Марка железобетонной стойки
40 и 50	5-15	СВ110-3,5 СВ105-3,6
65 и 80	5-20	СВ110-5 СВ105-5

Определение механических нагрузок на элементы подстанции от проводов ВЛ при гололедно - ветровых воздействиях

Механические повреждения элементов подстанции могут наблюдаться при гололедно - ветровых воздействиях в случае повышенной гибкости концевых опор ВЛ, установленных около подстанции.

Гибкость концевых опор следует учитывать особенно для свободностоящих конструкций опор (без оттяжек и подкосов), при этом необходимо согласовывать монтажное натяжение проводов в пролете № 1 и расчетный прогиб концевой опоры.

При разработке проекта опор ВЛ рассчитывается величина отклонения k вершины концевой опоры, конструкция которой на ВЛ 0,4-35 кВ может быть жесткой или гибкой.

Монтаж провода в пролете № 1 выполняется обычно таким образом, чтобы монтажное тяжение составляло бы менее 100 Н.

Если концевая опора очень гибкая, то тяжение в пролете № 1 может достичь расчетной величины тяжения провода, например, 15 кН для провода АС 95/16, т.е. возрастет более чем в 100 раз, на что не рассчитаны конструкции подстанции и что может вызвать их разрушение.

Поэтому необходимо принять меры по недопущению такого развития событий, что возможно двумя путями.

Первый путь - это ограничение гибкости концевых опор, второй путь - это монтаж провода в пролете № 1 с определенной стрелой провеса провода.

Величины монтажных стрел провеса f_m могут быть установлены следующим расчетом.

Длина провода L_1 в пролете № 1 (рисунок 7) равна:

$$L_1 = l_1 + 8 \cdot f_m^2 / 3 \cdot l_1 \quad (1)$$

При отклонении концевой опоры на величину k при неизменной длине провода в пролете № 1:

$$L_1 = l_1 + 8 \cdot f_1^2 / 3 \cdot l_1 + \delta_k \quad (2)$$

где f_1 - стрела провеса провода в пролете №1 после отклонения вершины концевой опоры на величину k .

Рассматривая правые части уравнений (1) и (2), получаем:

$$8 \cdot f_m^2 / 3 \cdot l_1 = 8 f_1^2 / 3 \cdot l_1 + \delta_k \quad (3)$$

Откуда получаем стрелу провеса провода f_1 :

$$f_1 = \sqrt{f_m^2 - 0,37 \cdot \delta_k \cdot l_1} \quad (4)$$

Отношение f_m/f_1 покажет, во сколько раз возрастет тяжение провода в пролете № 1 при расчетном отклонении концевой опоры.

Если при расчете под корнем получается отрицательная величина, это означает необходимость значительного увеличения монтажной стрелы провеса f_m .

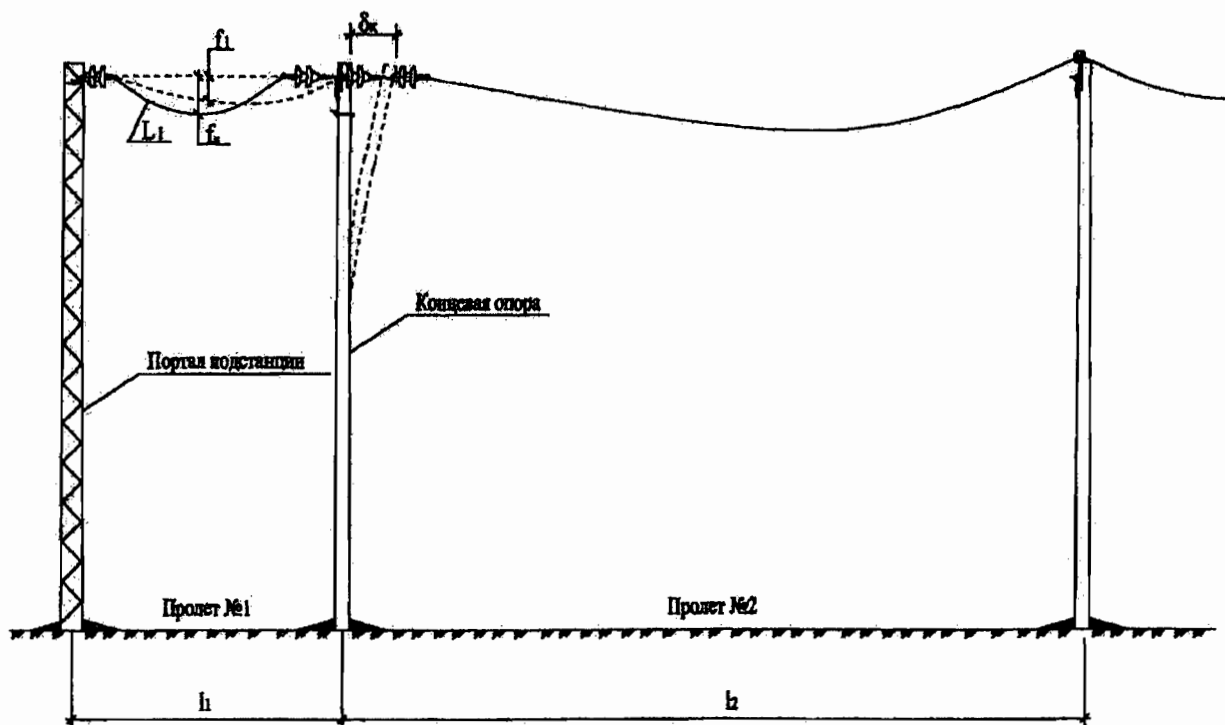


Рисунок 7 - Схема опор ВЛ около подстанции

Рекомендуется принимать в пролете № 1 такую монтажную стрелу провеса f_m провода, чтобы отношение f_m/f_1 было бы не более 2,0, а монтажное тяжение не превышало бы 100 Н. Тогда во время эксплуатации гарантируется, что тяжение проводов в пролете № 1 не превысит 200 Н и не будет каких-либо механических повреждений элементов подстанций.

Так как прогиб концевой опоры не отличается стабильностью, целесообразно в 1,5-2 раза увеличивать при расчете величину k .

В связи с этим формулу (4) уточняем:

$$f = \sqrt{f_m^2 - 0,6 \cdot \delta_k \cdot l_1} \quad (5)$$

Пример 1.

Провод АС 95/16. Пролет $l_1 = 10$ м, расчетный прогиб $k = 0,3$ м, монтажная стрела провеса $f_m = 1,6$ м.

Стрела провеса f_1 при расчетной нагрузке и отклонении опоры на $k = 0,3$ м равна по формуле (5):

$$f_1 = \sqrt{1,6^2 - 0,6 \cdot 0,3 \cdot 10} = 0,87 \text{ м}$$

Тяжение в проводе в пролете № 1 увеличится в 1,8 раза, так как

$$f_m/f_1 = 2,0/0,87 = 1,8 \quad , \quad \text{и составит}$$

$$T_1 = q_1 \cdot l_1^2 / 8 \cdot f_1 = 3,8 \cdot 100 / 8 \cdot 0,87 = 55 \text{ Н}$$

где $q_1 = 3,8$ Н/м - вес провода АС 95/16 длиной 1 м.

Полученное усилие не представляет собой опасности для элементов подстанции, однако расстояние между проводами должно быть по условиям их сближения в пролете № 1 не менее 1 м.

В тех случаях, когда монтажная стрела провеса провода в пролете № 1 была принята слишком малой и при расчете по формуле (4) под корнем получается отрицательная величина, то тяжение T_1 и прогиб концевой опоры могут быть определены из системы уравнений:

$$\delta = 3 \cdot k (T^p - T_1) \quad (6)$$

$$T_1 = q_1 \cdot l_1^2 / 8 \sqrt{f_m^2 - 0,37 \cdot \delta \cdot l_1} \quad (7)$$

Приблизительную величину тяжения провода в пролете около подстанции можно определить по формуле:

$$T_1 = T^p - 0,9 \cdot f_m^2 / k \cdot l_1, \quad (8)$$

где k - коэффициент гибкости концевой опоры, м/Н

Пример 2.

Провод АС 95/16. Пролет $l_1 = 10$ м, расчетное тяжение провода на ВЛ $T^p = 15000$ Н, монтажная стрела провеса $f_m = 1,0$ м, коэффициент гибкости опоры $k = 10^{-5}$ м/Н.

Тяжение провода в пролете около подстанции при расчетной нагрузке и при тяжении проводов, равном $T^p = 15000$ Н, будет равно:

$$T_1 = 15000 - 0,9 \cdot 1^2 / 10^{-5} \cdot 10 = 6000 \text{ Н}$$

Как видно из примеров 1 и 2, тяжение провода в пролете около подстанции может отличаться в десятки раз, в ряде случаев превышая допустимые величины.

В связи с этим, для предотвращения механических повреждений элементов подстанции при гололедно-ветровых воздействиях при разработке проектов следует выполнять расчеты величин монтажных стрел провеса провода и тяжения провода в пролете около подстанции по предлагаемому выше методу.

Заключение

1. По данным энергосистем, присланным в ОАО «РОСЭП» в 2003 г., при неблагоприятных климатических воздействиях остается высокой вероятность повреждения оборудования подстанций:

- при грозовых перенапряжениях происходят перекрытия опорных и проходных изоляторов, разрушение разрядников, повреждения силовых трансформаторов, масляных выключателей и другие электрические повреждения оборудования подстанций;

- из-за резкого понижения температуры наружного воздуха происходят повреждения опорных изоляторов разъединителей 110 кВ (развитие трещин в фарфоре), а также

недостовверные показания уровня масла из-за чего происходит отключение газовой защитой силового трансформатора;

- при попадании влаги в оборудование с последующим замерзанием происходят повреждения элементов оборудования;

- при совместном воздействии ветра, гололеда, снегопада происходит проникновение мокрого и загрязненного снега в шкафы КТП и ячейки КРУН подстанций, на подстанционные разъединители.

2. Основными причинами нарушений являются недостатки конструкции, качества изготовления, монтажа и ремонта оборудования, старение материалов в процессе длительной эксплуатации, несоблюдение правил и норм эксплуатации оборудования подстанций.

Неблагоприятные климатические воздействия являются лишь условиями, при которых проявляются эти недостатки.

Из недостатков конструкций следует отметить низкую надежность опорных изоляторов разъединителей РЛНД-10 и разрядников типа РВО-10.

Отказы оборудования, установленного в металлических оболочках КРУН, КТП и МТП, обусловлены дефектами конструкции, недостаточным качеством изготовления оборудования, недостаточной степенью защиты электрооборудования оболочкой. Большинство оболочек (шкафов) не соответствуют указанным в ТУ требованиям из-за дефектов конструкции шкафов и качества уплотнений проемов.

Повреждения электрооборудования в закрытых помещениях из бетона, кирпича или металла с теплоизоляцией происходят реже и связаны в основном с прямым попаданием пыли и влаги.

3. Предложения предприятий электрических сетей по повышению надежности оборудования подстанций в основном касаются необходимости усовершенствования конструкций оборудования, своевременной замены старого оборудования, централизованной унификации используемого оборудования

проведения регламентных осмотров, испытаний и проверок.

4. Предлагается:

- заменить вентильные разрядники на ОПН;

- опорно-стержневые изоляторы 10-110 кВ на модернизированные или полимерные изоляторы;

- отказаться от проектирования ПС 35 кВ и выше с беспортальным приемом ВЛ, так как при сильном ветре из-за больших усилия на изоляторы разъединителей происходит их поломка;

- применять при новом строительстве и реконструкции ПС 110 кВ комплектные РУ с элегазовой изоляцией или элегазовые ячейки наружной установки (аналогичные PASS MO (ABB), HIS (SIEMENS));

- разработать и применять КТП с усовершенствованным уплотнением дверей и запорами дверей;

- использовать в сельских распределительных сетях автоматические выключатели с малой кратностью токовой отсечки.

5. Нарушения в работе оборудования подстанций при грозе происходили вследствие несовершенных методов защиты ВЛ от грозových перенапряжений. В частности, применяемые для предотвращения пережога проводов ВЛЗ «дугозащитные рога»,

искусственно переводя однофазное замыкание в двухфазное, создают тем самым термическое и электродинамическое воздействие на оборудование подстанций вследствие относительно длительного протекания большого по величине тока короткого замыкания.

В целях улучшения защиты от грозových перенапряжений ВЛ 6-10 кВ НТС ОАО РАО «ЕЭС России» рекомендовал применение длинно-искровых разрядников (РДИ), основанных на принципе удлинения пути импульсного перекрытия для снижения вероятности перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.

6. При гололедных и ветровых воздействиях возможны аварии механической части подстанций, в особенности мачтовых и столбовых подстанций.

В приведенном материале даны рекомендации по расчетам допустимой массы трансформаторов для мачтовых и столбовых подстанций, расчеты механических нагрузок на элементы подстанции от проводов ВЛ. Применение этих рекомендаций при проектировании позволит избежать повреждений элементов подстанций по этой причине и повысить устойчивость подстанций к гололедным и ветровым воздействиям.

ФИЛИАЛ ОАО «НИЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

28.02.2008

№ 03.01-2008

/О выпуске ОАО «Самарский завод
«Электрощит» КРУ СЭЩ-65 и КРУ
СЭЩ-66/

Публикуем для сведения проектных и эксплуатационных организаций, что предприятие ОАО «Самарский завод «Электрощит» выпускает следующее оборудование:

- Комплектное распределительное устройство (КРУ) серии СЭЩ-65 на напряжение 35 кВ предназначенное для применения в качестве распределительных устройств на стороне 35 кВ городских и промышленных подстанций 35/6(10), 110/35/6(10), 220/35/6(10) кВ, для электрических сетей промышленности, сельского хозяйства, электрических станций и электрификации железнодорожного транспорта.

- Малогабаритное КРУ серии СЭЩ-66 на напряжение 6(10) кВ одностороннего обслуживания (прислонного типа). КРУ применяется в качестве распределительных устройств, в т. ч. пунктов городских и промышленных подстанций и других объектов народного хозяйства.

КРУ применяются во всем диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов включительно по шкале MSK 64.

Основание: техническая информация предприятия.

За дополнительной информацией и по вопросу заказа следует обращаться:

ОАО «Самарский завод «Электрощит»

443048, г. Самара, заводоуправление ОАО «Самарский завод «Электрощит»

Телефон: (846) 276-39-11; 276-39-14; 276-88-43; 276-42-25

Факс: (846) 276-26-65; 276-39-11; 276-29-60; 276-39-63

E-mail: info@redclay.samara.ru

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

ОАО «Самарский завод «Электрощит»

ОАО «Самарский завод «Электрощит» - специализированное предприятие по производству высоковольтного и низковольтного электротехнического оборудования классом напряжения до 220 кВ для систем электроснабжения, отраслей промышленного и гражданского строительства, сельского хозяйства, нефтегазодобывающих предприятий и других отраслей промышленности.

ОАО «Самарский завод «Электрощит» производит комплектные трансформаторные подстанции типа КТП напряжением 6-10/0,4 кВ предназначенные для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц в городских и сельских электрических сетях, фермерских хозяйствах, садово-дачных приусадебных участках и промышленных сетях различного назначения.

Электротехническая продукция, предназначенная для приема, учета и распределения электроэнергии напряжением 0,4-220 кВ:

1. Комплектные трансформаторные подстанции 35-220 кВ блочные (модернизированные).
2. Комплектные распределительные устройства 10(6) кВ наружной и внутренней установки; комплектные распределительные устройства 35 кВ.
3. Распределительные устройства 10-35 кВ в блочно-модульных зданиях.
4. Комплектные трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ, 25-2500 кВ·А тупиковые и проходные; комплектные трансформаторные подстанции 27,5/0,4 кВ, 35/0,4 кВ; КТП в блочно-модульных зданиях.
5. Разъединители 10-110 кВ; выключатели нагрузки 10 кВ; пункты распределительные, щиты распределительные одностороннего обслуживания; выключатели вакуумные 10-35 кВ.
6. Трансформаторы распределительные 10 кВ, трансформаторы измерительные 10-35 кВ.

В настоящем материале представлены: малогабаритные комплектные распределительные устройства серии КРУ СЭЩ-66 внутренней установки напряжением 6-10 кВ; комплектные распределительные устройства серии КРУ СЭЩ-65 внутренней установки напряжением 35 кВ; разъединитель трехполюсный на напряжение 10 кВ типа РВ СЭЩ (РВЗ СЭЩ)-10/630(1000) У2; разъединитель на напряжение 35 кВ типа РГП СЭЩ-35/1000 УХЛ1.

Малогабаритное комплектное распределительное устройство одностороннего обслуживания КРУ СЭЩ-66 напряжением 6-10 кВ

Назначение и область применения

Малогабаритное комплектное распределительное устройство КРУ СЭЩ-66 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 6-10 кВ и номинальным током 630-1000 А.

КРУ СЭЩ-66 применяются в качестве распределительных пунктов городских и промышленных подстанций (мощностью силового трансформатора до 10 МВ·А), для электрических сетей промышленности, сельского хозяйства, электрических станций и электрификации железнодорожного транспорта.

КРУ СЭЩ-66 специально разработано для установки в стеснённых условиях; малые габариты шкафов СЭЩ-66 несколько затрудняют эксплуатацию установленного внутри оборудования. При необходимости шкафы КРУ СЭЩ-66 могут применяться в составе распределительного устройства из камер КСО-СЭЩ (ТИ-082) с выключателями нагрузки, стыковка производится с помощью переходного шкафа шириной 400 мм, входящего в состав поставки КРУ СЭЩ-66.

Основные технические характеристики КРУ указаны в таблице 1, классификация исполнений указана в таблице 2, перечень оборудования применяемого в КРУ приведен в таблице 3.

Шкафы имеют шестизначную нумерацию схем электрических соединений главных цепей, которая однозначно идентифицирует желаемую схему камеры.

Примеры условных обозначений шкафов СЭЩ-66:

Шкаф КРУ с вакуумным выключателем (1), с заземляющими разъединителем на линии (1), кабельный ввод с ТНПП (1), с тремя трансформаторами тока (3), без ОПН (0), номинальным напряжением 6 кВ, номинальным током 630 А климатического исполнения УЗ: СЭЩ-66-110130-6-630/ 20УЗ ТУ 3414-060-00110473-2003.

Шкаф КРУ с трансформатором напряжения (5), с заземляющим разъединителем сборных шин и ТН («шинным» и «линейным») (3), (09), с тремя трансформаторами напряжения (3), без ОПН (0), номинальным напряжением 10 кВ климатического исполнения УЗ: СЭЩ-66-530930-10/20УЗ ТУ 3414-056-00110473-2003.

Условия эксплуатации

КРУ СЭЩ-66 предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ по ГОСТ 15150-69) при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м;
- верхнее рабочее (эффективное) значение температуры окружающего воздуха не выше плюс 40 °С;
- нижнее значение температуры окружающего воздуха минус 25 °С;
- тип атмосферы: - II для исполнения УЗ по ГОСТ 15150-69 (примерно соответствует атмосфере промышленных районов).

Конструкция СЭЩ-66 сейсмостойка во всем диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов по шкале MSK 64 включительно на уровне 0 м по ГОСТ 17516.1-90.

Структура условного обозначения шкафов КРУ СЭЩ-66

СЭЩ-	66	X	X	X	X	X	X	-	XX-	XXX	/20	XX	
													Самарский завод «Электрощит»
													Модификация КРУ
													Основной аппарат
													1 – тележка с выкл.
													4 – разъединитель;
													5 – ТН;
													6 – без аппаратов;
													9 – шинные мосты
													Наличие ЗР:
													0 – без ЗР;
													1 – линейный ЗР;
													2 – шинный ЗР;
													3 – л. и шинный;
													Номер схемы в подгруппе
													Ввод(вывод) в шкаф
													0 – каб. без ТТНП;
													1 – каб. с ТТНП;
													2 – шинный сзади;
													3 – шинн.справа;
													4 – шинн.слева;
													9 – нет;
													Количество ТТ
													(в схемах 5XX – количество ТН)
													Наличие ОПН:
													0 – без ОПН;
													1 – на линии;
													2 – на сб.шинах;
													3 – на линии и сборных шинах
													Номинальное напряжение, кВ:
													6 или 10
													Ном. ток, А
													630 или 1000
													Ток термической стойкости, кА
													Клим. исполнение и кат. размещение по ГОСТ 15150 УЗ, ТЗ



Таблица 1

Основные технические характеристики шкафов КРУ СЭЩ-66

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток шкафов, А	630, 1000, 1250
Номинальный ток сборных шин, А	1000, 1250
Номинальный первичный ток встроенных трансформаторов тока, А	50, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000
Ток термической стойкости, кА	20*
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Предельный сквозной ток шкафов (амплитудное значение), кА	51
Номинальное напряжение вспомогательных цепей переменного и постоянного тока, В	220
Габаритные размеры шкафов КРУ, мм, не более: - высота (высота увеличенного варианта) - глубина (габаритная глубина по релейному шкафу) - ширина	2000 (2200) 800 (950, 1030**) 600
Масса, кг, не более	450

* Стойкость камер определяется стойкостью встроенных трансформаторов тока.

** Шкафы выступают вперед. Большая глубина - для релейных шкафов с электромеханической защитой.

Таблица 2

Классификация исполнений шкафов КРУ СЭЩ-66

Наименование показателя классификации	Исполнение
Изоляция по ГОСТ 1516.3	Нормальная, уровень «б»
Вид изоляции	Воздушная
Наличие изоляции токоведущих шин главных цепей	С неизолированными шинами
Степень защиты шкафа по ГОСТ 14254: - со стороны фасада и торцов; - со стороны задней стенки	IP30 IP00
Условия обслуживания	С односторонним обслуживанием
Наличие выкатных элементов	Выключатели на выкатных элементах
Наличие дверей в высоковольтном отсеке	С выкатным элементом или с дверями
Вид линейных высоковольтных присоединений	Кабельные; шинные
Вид шкафов КРУ в зависимости от встраиваемой аппаратуры и присоединений	С вакуумным выключателем; с разъединителем; с силовыми предохранителями; с трансформаторами напряжения;
Вид управления	Местное

Таблица 3

Перечень оборудования встроенного в шкафы КРУ СЭЩ-66

Наименование и производитель	Характеристики	
	Номинальный ток, А	Ток отключения, кА
Коммутационные аппараты		
Выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-Э4-10-20/1000У2; с пружинно-моторным приводом ВВУ-СЭЩ-П4-10-20/1000У2 ОАО «Самарский завод «Электрощит»	1000	20
Разъединитель типа РВ-10, РВЗ-10 ОАО «Самарский завод «Электрощит»	1000	-
Трансформаторы тока	Коэффициент трансформации	Ток термич. стойкости (в течение 3 сек), кА
Трансформатор тока ТПОЛ-10У3	20/5	0,72
Трансформатор тока ТПОЛ-10-3У3	30/5	1,14
(трёхобмоточный) производства СЗТТ (г. Екатеринбург)	40/5	1,8
	50/5	2,0
Возможно изготовление трансформаторов тока с повышенными параметрами токов термической стойкости (до 10 кА в течение 3 сек на токи до 200 А) в габаритах трёхобмоточных трансформаторов ТПОЛ-10-3	75/5	3,0
	80/5	3,2
	100/5	4,5
	150/5	6,75
	200/5	8,0
	300/5	13,5
	400/5	18,0
	600/5	19,2
	800/5	25,6
	1000/5	27,0
Датчик тока трансформаторный типа ТДЗЛК-0,66УТЗ ОАО «Самарский трансформатор» (г. Самара)	Номинальное напряжение 0,66 кВ Односекундный ток термической стойкости - 140 А	
Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛЭ-125 УХЛ2 производства СЗТТ (г. Екатеринбург)	Номинальное напряжение 0,66 кВ Ток термической стойкости (1 с) – 140 А Внутренний диаметр 125 мм	
Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1, ТЗЛМ-1-1 производства СЗТТ (г. Екатеринбург)	Коэффициент трансформации 25/1 Внутренний диаметр 70 и 100 мм.	
Торы нулевой последовательности СШ120, СШ200 производства «Шнайдер Электрик» (г. Москва)	Номинальный ток 2 или 20 А Коэффициент трансформации 1/470 Внутренний диаметр 120 и 200 мм.	
Трансформаторы напряжения*		
Трансформатор напряжения со встроенным предохранителем однофазный типа ЗНОЛП УТ производства СЗТТ (г. Екатеринбург)	Номинальное напряжение, кВ: - первичной обмотки 6; 6,3; 6,6; 6,9; 10; 11 - вторичной и доп. втор. обмотки 0,1	
Трансформатор напряжения измерительный со встроенным предохранителем НОЛП-6(10)УТ; пр-ва СЗТТ (г. Екатеринбург)	Номинальное напряжение, кВ: - первичной обмотки: 6,0; 6,3; 6,6; 6,9; 10; 10,5; 11 - основных вторичных обмоток: 0,1; 0,11	
Трансформатор напряжения измерительный со встроенным предохранителем НОЛП-6(10)УТ; пр-ва СЗТТ (г. Екатеринбург)	Номинальное напряжение, кВ: - первичной обмотки: 6,0; 6,3; 6,6; 6,9; 10; 10,5; 11 - основных вторичных обмоток: 0,1; 0,11	

Продолжение таблицы 3

Наименование и производитель	Характеристики	
Трансформаторы собственных нужд		
Трансформатор силовой ОЛСП-0,63(1,25)/6(10)У2(Т2) со встроенным предохранителем производства СЗТТ (г. Екатеринбург)	Номинальное напряжение, кВ: - Первичной обмотки: 6; 10,5 - Вторичной обмотки: 0,100; 0,209; 0,220; 0,231 Номинальная мощность для напряжений 100 и 220 В – 630, 1250 В·А.	
Трансформатор собственных нужд ТСКС-40/145-10У3 (г. Москва, г. Чебоксары)	Мощность длительная - 25; 38 кВ·А Максимальная мощность - 145 кВ·А	
Предохранители для защиты ТСКС*		
	Уном – 6 кВ	Уном - 10 кВ
Предохранители типов ПКТ-101-6-8-40У3; ПКТ-101-10-5-31,5У3 (г. Самара)	Ном. ток отключ. 40 кА Номинальный ток 8 А	Ном. ток отключ. 31,5 кА Номинальный ток 5 А
Ограничители перенапряжения*		
Ограничители перенапряжения ОПН-ЭС-П-6/6.0-10/3 УХЛ2 ОПН-ЭС-П-10/11.5-10/2 УХЛ2 «Энергосервис», г. Самара	Очень широкий выбор параметров, смотрите каталог	
Ограничители перенапряжения ОПНп-6/17,4; ОПНп-10/29, «Промсервис», г. С.-Петербург.	Наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение, кВ: при классе напряжения сети 6 кВ - 17,4; при классе напряжения сети 10 кВ - 29	
Индикаторы наличия напряжения*		
Индикатор напряжения стационарный СНСФ «Кристалл-Фаза-М» (г. Москва)	Номинальное напряжение 6(10) кВ	
Индикатор напряжения стационарный СНСФ «Кристалл-Фаза» (г. Москва)	Номинальное напряжение 6(10) кВ Возможность проведения фазировки «в горячую»	

* Данное оборудование может быть установлено и других заводов-изготовителей по требованию заказчика.

Более подробную информацию о характеристиках применяемого оборудования следует получать из каталогов заводов-изготовителей.

Схемы главных и вспомогательных цепей

Ниже приведена сетка схем главных цепей КРУ СЭЦ-66, под схемами указано обозначение по ТИ-083.

Схемы с вакуумным выключателем на тележке

110	110 000	110 001	110 020	110 021	110 030	110 031	110 100	110 101	110 120	110 121	110 130	110 131
старое обозначение			02	02	01	01			02	02	01	01

Схемы с вакуумным выключателем

110	110 400	110 401	110 420	110 421	110 430	110 431
старое обозначение			06	06	05	05

Глухой ввод

900	900 000	900 100
	20	20

Схемы с вакуумным выключателем с отводом на ТН (ТСН)

111	111 000	111 001	111 020	111 021	111 030	111 031	111 100	111 101	111 120	111 121	111 130	111 131
старое обозначение			04	04	03	03			04	04	03	03

Схемы с разъединителем

400	400 000	400 100	400 300	410	410 000	410 100	411	411 300	411 900	420	420 300	420 400
старое обозначение	17	17	07		13	13		11	12		18	18

Схемы с ТН

Спецсхемы

500 310	500 330	510 320	510 330	511 330	530 320	530 330	530 920	530 930	530 320	530 330	600 040	600 140	
старое обозначение по-прежнему	10	19	15	08	14		16	09			20	20	
	ТСКС	3xЭНО/П	2xО/ЛСП	3xЭНО/П	3xЭНО/П	2xО/ЛСП	3xЭНО/П	2xО/ЛСП	3xЭНО/П	2xО/ЛСП	3xЭНО/П	НО/Л	НО/Л

Схемы вспомогательных цепей разработаны на переменном и выпрямленном (постоянном) оперативном токе на напряжение оперативного питания 220 В. Схемы могут быть выполнены на микропроцессорной, электронной и электромеханической основе.

Аппаратура вспомогательных цепей размещается в релейных отсеках шкафов КРУ и в шкафах НКУ.

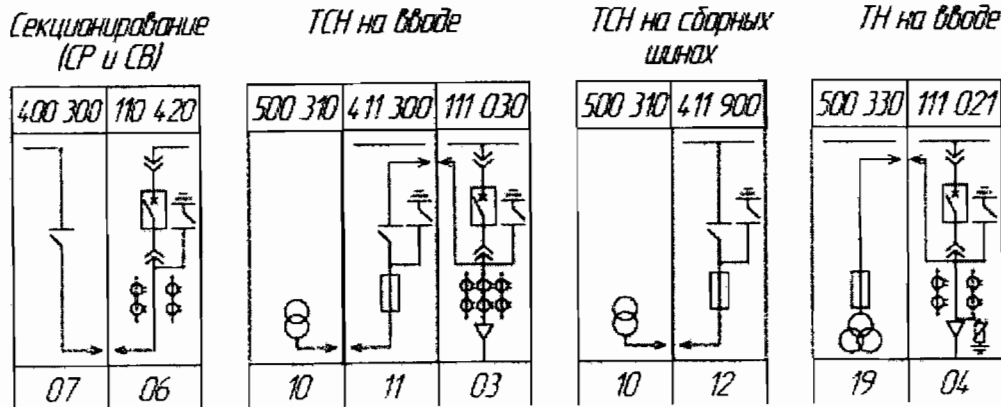


Рисунок 1 - Примеры соединения схем

Общие сведения по конструкции КРУ СЭЩ-66

КРУ СЭЩ-66 поставляются отдельными шкафами с элементами стыковки шкафов в распределительное устройство, по желанию заказчика шкафы КРУ могут поставляться транспортными блоками до трех шкафов в блоке со смонтированными в пределах блока соединениями главных и вспомогательных цепей.

Габариты шкафа уменьшены за счёт расположения фаз по глубине. Ближняя к фасаду - шина фазы С (красная). Защита металлоконструкции КРУ от коррозии осуществляется лакокрасочными покрытиями, в том числе на основе полимеров, и гальваническими покрытиями.

Шкафы КРУ СЭЩ-66 бывают 2-х типов, различающихся по конструкции:

- шкафы со стационарно установленными аппаратами и оборудованием (с ТН, ТСН, РВ, предохранителями);

- шкафы с выкатными элементами (с силовым выключателем см. рисунок 2).

Все шкафы имеют отсек релейной аппаратуры и защиты (релейный шкаф),

расположенный в верхней части ячейки на высоте 1200-2000 мм, отделённый металлическими перегородками от высоковольтных отсеков.

Во всех шкафах отсек сборных шин отделён от остальных отсеков стационарными перегородками (панелями), при необходимости - с проходными изоляторами. В торце секции сборных шин установлен светодатчик дуговой защиты.

Шкафы со стационарно установленным оборудованием имеют, кроме того, отсек высоковольтного оборудования, который может быть разделён по отключённому разъединителю инвентарной перегородкой для ремонтных работ в одной из частей отсека без снятия напряжения с другой.

В шкафах с выкатным элементом оставшийся объём разделён на 2 отсека:

- отсек выкатного элемента и заземлителя;
- отсек ввода-вывода.

Каждый отдельный отсек имеет светодатчик дуговой защиты и освещение.

Управление освещением - на дверке релейного шкафа.

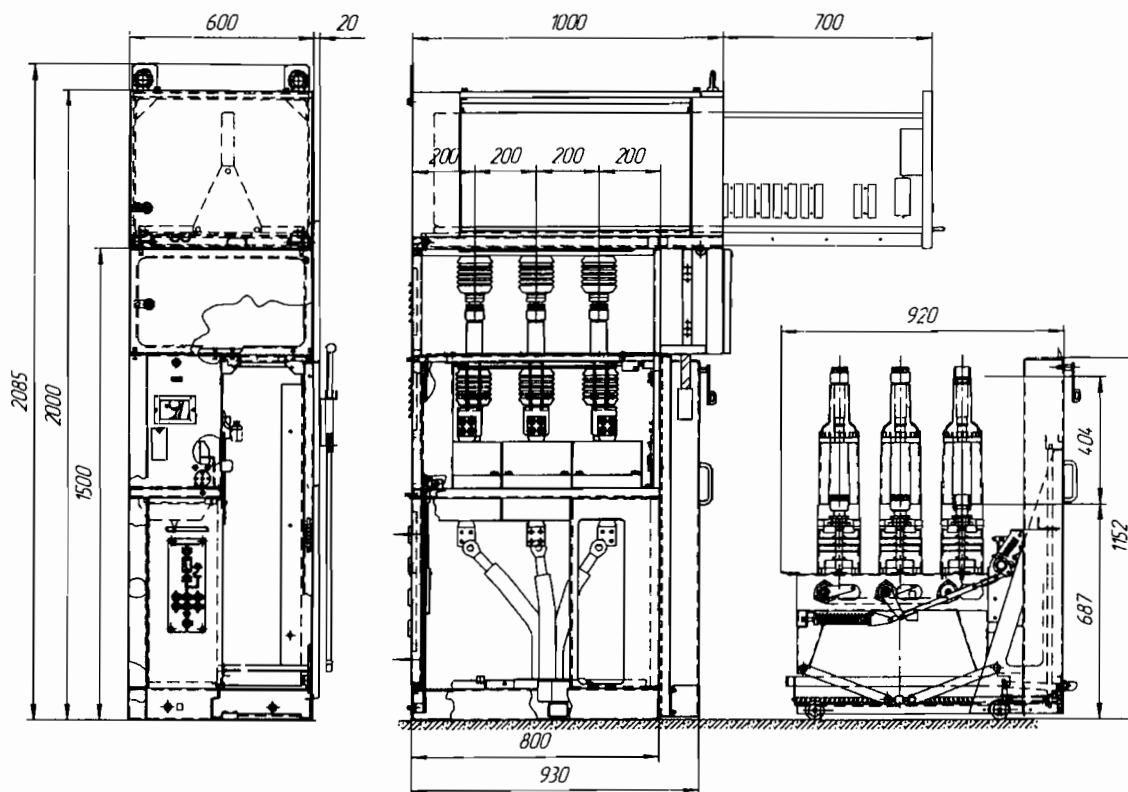


Рисунок 2- Габариты шкафа КРУ СЭЩ-66 с выключателем

На шинах ввода (линии) и в сборных шинах установлены датчики сигнализатора СНСФ «Кристалл-Фаза-М». Блок сигнализации наличия напряжения расположен на дверке релейного шкафа или на фасадной панели заземляющего разъединителя и позволяет убедиться в отсутствии напряжения перед выполнением операций с заземляющими разъединителями, а также производить фазировку «в горячую» СНСФ «Кристалл-Фаза».

Присоединения (вводы или выходы) шкафов выполняются кабельными. Возможно также соединение секций сборных шин кабельной вставкой между шкафами секционного разъединителя и выключателя.

Конструкция шкафа КРУ СЭЩ-66 позволяет подключать не более двух трехжильных высоковольтных кабелей сечением 240 мм^2 или трех одножильных высоковольтных кабелей сечением до 630 мм^2 .

Ввод высоковольтного кабеля в шкаф осуществляется снизу шкафа. При наличии прямка возможна установка трансформаторов тока нулевой последовательности под уровнем пола шкафа путём переворота на 180° панели с кронштейнами. При отсутствии прямка рекомендуется для облегчения разводки кабеля заказывать шкафы увеличенной высоты (2200 мм) - кабельный отсек в них больше на 200 мм (при установке 3-хобмоточных трансформаторов тока данное требование является обязательным).

Секционирование через шинный мост увеличивает ширину распределительного устройства на 450 мм, шинный мост может располагаться только в торце ряда.

Расстояние между основаниями (!) рядов шкафов, расположенных фасадом друг к другу, должно быть кратным 100 мм. Размер основания шкафа 600 x 800 мм.

Возможен вывод шинным мостом через заднюю стенку любой ячейки, желательна крайняя в ряду.

Ввод контрольных кабелей в шкафы осуществляется сверху через кабельные лотки в верхней части шкафа либо снизу шкафа по левой стойке корпуса шкафа.

Вакуумный выключатель установлен на выкатном элементе. Вакуумный выключатель на выкатном элементе относительно шкафа может перемещаться как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Перемещение каретки выкатного элемента в вертикальной плоскости обеспечивает разрыв главной цепи шкафа (рабочее и контрольное положения). Перемещением выкатного элемента (с опущенной кареткой) в горизонтальной плоскости он может быть выведен в ремонтное положение.

Шкафы КРУ оборудованы защитными шторками, автоматически закрывающимися при перемещении выкатного элемента в ремонтное положение.

В шкафах с вакуумным выключателем в отсеке ввода кабеля предусмотрена возможность установки 3-х ограничителей перенапряжения (ОПН) по схеме «фаза-земля». Тип ОПН и необходимость их применения должны указываться проектной организацией в зависимости от параметров сети.

На фасадных панелях шкафов размещены приводы разъединителей и заземляющих разъединителей. Приводы имеют фиксированные включенное и отключенное положения и оснащены указателями положения. Кроме того, они оборудованы запирающим устройством во включенном и отключенном положениях. На приводах предусмотрена возможность установки электромагнитных блокировочных замков. На валах разъединителей установлены концевые выключатели, с помощью которых контролируется положение приводов. Заземляющий разъединитель шкафа с выкатным элементом выполнен с автоматической доводкой ножа заземления, позволяющей включиться ему на короткое замыкание.

Шкафы КРУ оборудованы необходимыми блокировками в соответствии с требованиями стандартов по безопасности труда.

В КРУ СЭЦ-66 применена быстродействующая дуговая защита, выполненная на светочувствительных элементах, установленных в высоковольтных отсеках, в сочетании с клапанами разгрузки избыточного давления. Клапаны разгрузки откидываются в нерабочую зону сзади ячейки, для чего должно быть обеспечено расстояние не менее 100 мм до стены.

Внимание! СЭЦ-66 является устройством одностороннего обслуживания.

При необходимости прохода за шкафы КРУ, следует заказывать защитный кожух глубиной 200 мм для выброса продуктов горения дуги вверх.

Релейный шкаф может изготавливаться в трех вариантах:

- при сложных схемах на механической защите все реле и элементы сигнализации установлены на выдвижной панели релейного шкафа;

- при схемах умеренной насыщенности приборы сигнализации размещаются на отдельной открывающейся дверке релейного шкафа, что повышает удобство обслуживания вспомогательных цепей;

- при схемах на микропроцессорной технике устанавливается малогабаритный релейный шкаф с открывающейся дверкой. Шкаф позволяет значительно облегчить доступ в отсек сборных шин и улучшить обслуживание самого релейного шкафа (рекомендуется применение такого варианта).

Схема трансформатора собственных нужд размещается в 2-х шкафах, в одном из которых находится сам трансформатор ТСКС, а в другом - предохранители и разъединитель.

В настоящее время конструктивные особенности шкафов КРУ СЭЦ-66 позволяют выполнять соединения с соседними шкафами только в направлениях, показанных на сетке схем главных цепей. Так, например, секционный разъединитель должен обяза-

тельно располагаться слева от секционного выключателя, трансформаторы напряжения на вводе (в том числе и ТСН) - слева от вводного шкафа.

Сравнение разных типов шкафов КРУ СЭЩ-66 и максимальные габаритные размеры приведены в таблице 4.

Таблица 4

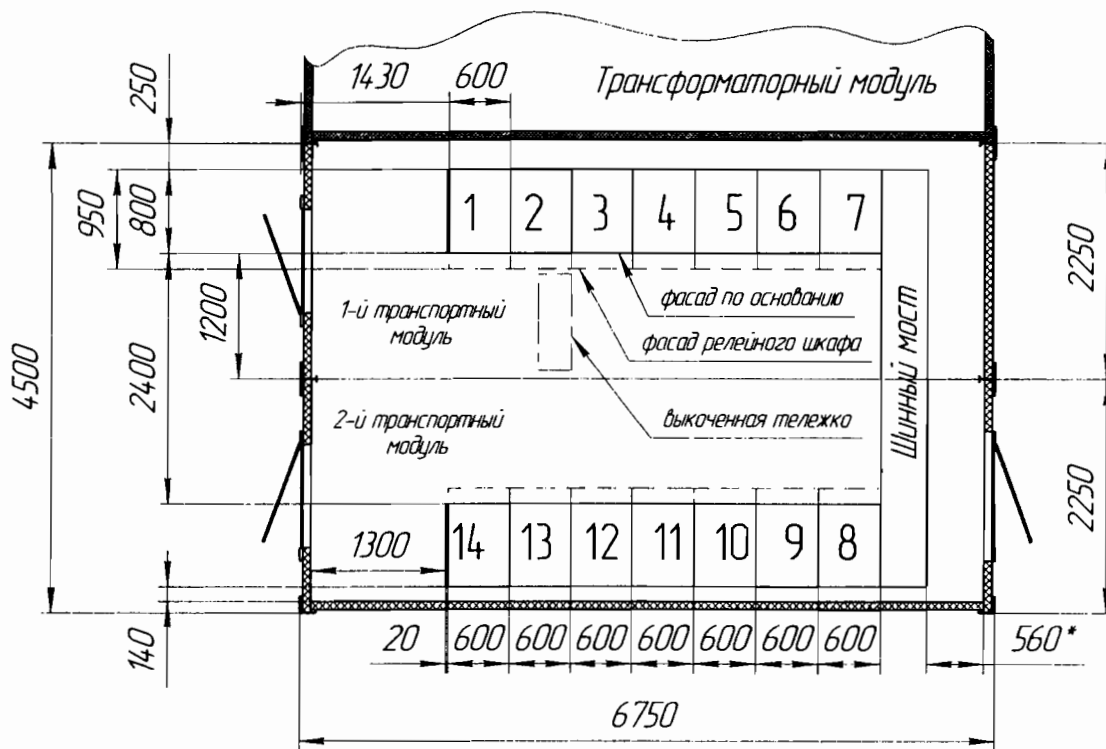
Сравнение шкафов КРУ СЭЩ-66 разных типов

Шкаф КРУ	Релейный шкаф	Максим. Габариты шкафа*	Достоинства	Недостатки
Обычный	Обычный	1030x2000	Возможность применения электромеханической релейной защиты. Малая высота шкафа.	Затруднена разделка кабеля. Неудобства на клеммниках при большом количестве между шкафных связей. Осложнён доступ к сборным шинам.
	Мало-габаритный	950x2000	Минимальные габариты шкафа, простой доступ к вспомогательным цепям, клеммникам, в отсек сборных шин.	Затруднена разделка кабеля.
Увеличенный	Обычный	1030x2200	Возможность применения электромеханической защиты. Облегчена разделка кабеля.	Неудобства на клеммниках при подсоединении междушкафных связей. Осложнён доступ к сборным шинам. Максимальные габариты КРУ.
	Мало-габаритный	950x2200	Простой доступ к вспомогательным цепям, в отсек сборных шин. Большой отсек кабельной разделки.	Увеличенная высота шкафа.

* Глубина x высота, мм. Ширина любого шкафа - 600мм.
Габарит основания одинаков - 600 x 800.

Распределительное устройство из шкафов КРУ СЭЩ-66 может размещаться в модульном здании заводского изготовления и поставляться заказчику со смонтированными в пределах каждого транспортного модуля главными и вспомогательными цепями.

Один из вариантов расположения приведён на рисунке 3.



Разрез через КРУ СЭЩ-66 при двухрядном размещении в отдельно стоящем модульном здании

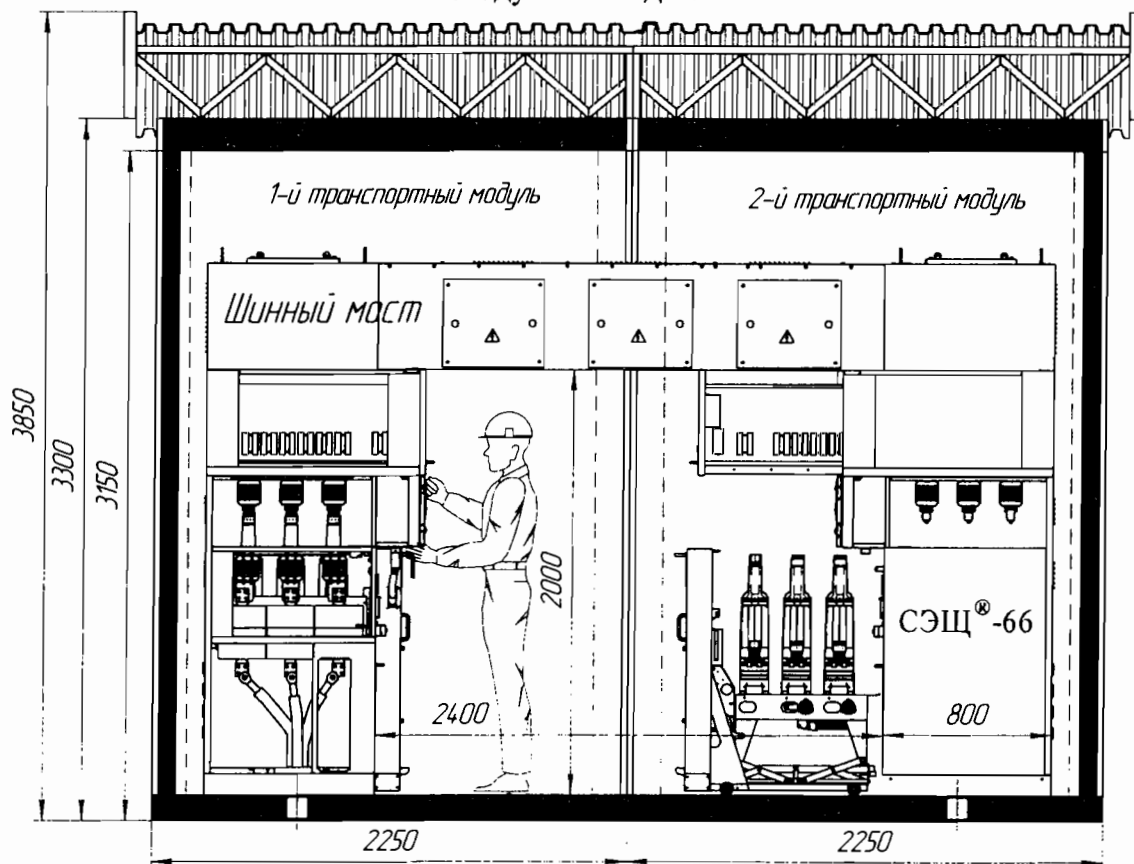


Рисунок 3 - План размещения КРУ СЭЩ-66 в модульном здании, в составе КТП 10/0,4 кВ (модули с трансформаторами и РУНН не показаны)

Устройство комплектное распределительное на напряжение 35 кВ серии КРУ СЭЩ-65 (ТУ 3414-052-00110473-2002; ТИ-077)

Назначение и область применения

Устройство комплектное распределительное на напряжение 35 кВ серии КРУ СЭЩ-65 (далее именуемое КРУ серии К-65) предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 35 кВ.

КРУ серии К-65 применяется для комплектования трансформаторных подстанций 35/6-10, 110/35/6-10, 220/35/6-10 кВ на стороне 35 кВ.

Основные технические характеристики КРУ серии К-65 указаны в таблице 2.

Условия эксплуатации

КРУ серии К-65 предназначено для работы в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха указана в таблице 1 в соответствии с ГОСТ 15150-69, ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 14693-90 в зависимости от исполнения КРУ;

- высота установки над уровнем моря - 1000 м, не более;

- тип атмосферы (промышленная) по ГОСТ 15150-69;

- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая пыли в концентрациях, снижающих параметры шкафа;

- конструкция шкафов КРУ серии К-65 сейсмостойка во всем диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов включительно по шкале MSK 64 на уровне 0,0 м по ГОСТ 17516.1-90.

Структура условного обозначения шкафов КРУ:

К-65 - X - X/X - XX

К-65 - шкаф КРУ 35 кВ серии К-65;

X - номер схемы главных цепей (порядковый номер схемы в соответствии с таблицей 3);

X - ток термической стойкости в кА (ток отключения предохранителя):

а) при наличии в шкафу выключателей и (или) трансформаторов тока величина тока определяется стойкостью этих аппаратов (выбирается наименьшее значение тока), но не более 20 кА;

б) при отсутствии высоковольтных аппаратов принимается ток термической стойкости ошиновки, равный 20 кА;

в) для трансформатора собственных нужд ток отключения предохранителя;

X - номинальный ток шкафа КРУ, А;

XX - климатическое исполнение и категория размещения УЗ или ТЗ по ГОСТ 15150-69.

Условное обозначение шкафа КРУ является номенклатурным номером шкафа.

Таблица 1

Климатическое исполнение и категория размещения КРУ	Верхнее значение температуры воздуха	Нижнее значение температуры воздуха
УЗ	плюс 40 °С	минус 25 °С*
ТЗ	плюс 50 °С	минус 10 °С
УХЛ1 (в утепленном блоке-модуле исполнения)	плюс 40 °С	минус 60 °С

* - при необходимости применения КРУ в помещениях с температурой окружающего воздуха ниже минус 25 °С предусматривается установка нагревательных элементов, включающихся автоматически и обеспечивающих нормальные условия работы комплектующей аппаратуры

Таблица 2

Основные технические характеристики шкафов КРУ 35 кВ серии К-65

Наименование параметра	Значение параметра, исполнение	
Номинальное напряжение (линейное), кВ	35	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	Для исполнения УЗ -1000, 1600	Для исполнения ТЗ -1000, 1250
Номинальный ток сборных шин, А	Для исполнения УЗ -1600	Для исполнения ТЗ -1250
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	16, 20, 25**	
Ток термической стойкости (кратковременный ток) при времени протекания 3 с, кА	16, 20*	
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ, кА	51*	
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень «б»	
Вид изоляции	Комбинированная	
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами	
Вид линейных высоковольтных подсоединений	Шинные Кабельные	
Габаритные размеры шкафа КРУ в утепленном блоке-модуле исполнения УХЛ1, мм:		
ширина	1500	
глубина	3399	
высота	3903 (4550)***	
Габаритные размеры шкафа КРУ в здании, мм:		
ширина	1500	
глубина	1810	
высота	2520	
Наличие изоляции токоведущих частей	С частично изолированными шинами	
Степень защиты по ГОСТ 14254-96:		
-для КРУ К-65 УЗ	IP54	
-для КРУ К-65 УЗ в утепленном блоке-модуле	IP20	
* - Термическая и электродинамическая стойкость шкафов КРУ определяется стойкостью встроенных высоковольтных выключателей и (или) трансформаторов тока, но не более 20 кА.		
** - При номинальном токе отключения выключателей, превышающем ток термической стойкости КРУ, токи включения и отключения для КРУ не могут превышать ток термической стойкости шкафа.		
*** - В скобках указана высота КРУ с наружной ошиновкой		

Принципиальные схемы электрических соединений

Принципиальные схемы соединений главных цепей приведены в таблице 3.

Завод готов разработать техническую документацию и изготовить КРУ К-65 по схемам, отличным от указанных в таблице 3.

Принципиальные схемы вспомогательных цепей могут быть выполнены на:

- электромеханических и микроэлектронных реле;
- с применением микропроцессорных реле;
- на микропроцессорных устройствах защиты, управления, автоматике и сигнализации.

Таблица 3

Принципиальные схемы соединений главных цепей шкафов КРУ 35 кВ серии К-65

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	01	02	03	04	05	06	07	08	09
	Линия отходящая ВЛ, силового трансформатора				Линия питающая				Линия отходящая	
Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	Линия отходящая		Силовой трансформатора							
Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Линия питающая					Секционирование КРУ внутри ячеек				
Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	31	32	33	34	35	36	37	38	39
	Ячейка перемычки двухрядного КРУ									Линия питающая

Продолжение таблицы 3

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	41	42	43	44	45	46	47	48	49
	Линия отходящая		Глухой ввод				Глухой ввод			

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схемы	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
	Линия питающая		ТН с ПКН						Заземление сборных шин	ТСН с ПКТ	

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схемы	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
	Линия питающая										

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схемы	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
	Линия питающая										

Продолжение таблицы 3

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схемы	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
	Линия отходящая ВЛ, силового трансформатора				Линия отходящая				Силовой трансформатора		

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	91	92	93	94	95	96	97	98	99
	Силовой трансформатора				Линия питающая		Шафы переменыки двухрядного КРУ			

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схемы	101	102	103	104	105	106	107	108	109
	Линия отходящая		Глухой ввод		Линия питающая					

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схемы	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120

Продолжение таблицы 3

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схем	121	122	123	124	125	126	127	128	129
	Линия отходящая ВЛ силового трансформатора				Линия отходящая				Силовой трансформатор	

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схем			133	134	135	136	137	138	139
	Силовой трансформатор			Линия питающая		Шафы перемены обухрядного КРУ				

Схемы электрических соединений главных цепей										
	№ схем	141	142	143	144	145	146	147	148	149
	Линия отходящая		Глухой ввод		Линия питающая					

Схемы электрических соединений главных цепей											
	№ схем	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160

В настоящее время разработаны схемы с применением микропроцессорных устройств «Сириус» и «Мисот» с размещением их в релейных шкафах ячеек К-65:

- для подстанций 35/10(6) кВ по схемам главных цепей «35-5БА» и «35-9» с выключателем 35 кВ типа ЗАН5-302 «SIEMENS» с микропроцессорными

устройствами «Сириус-2» фирмы «Радиус-Автоматик».

- для подстанций 35/10(6) кВ по схеме «35-9» с выключателем ЗАН5-302 с микропроцессорными устройствами «Мисот» фирмы «AREVA».

Примеры типовых схем 35 кВ КТПБ(М) даны на рисунках 1-4.

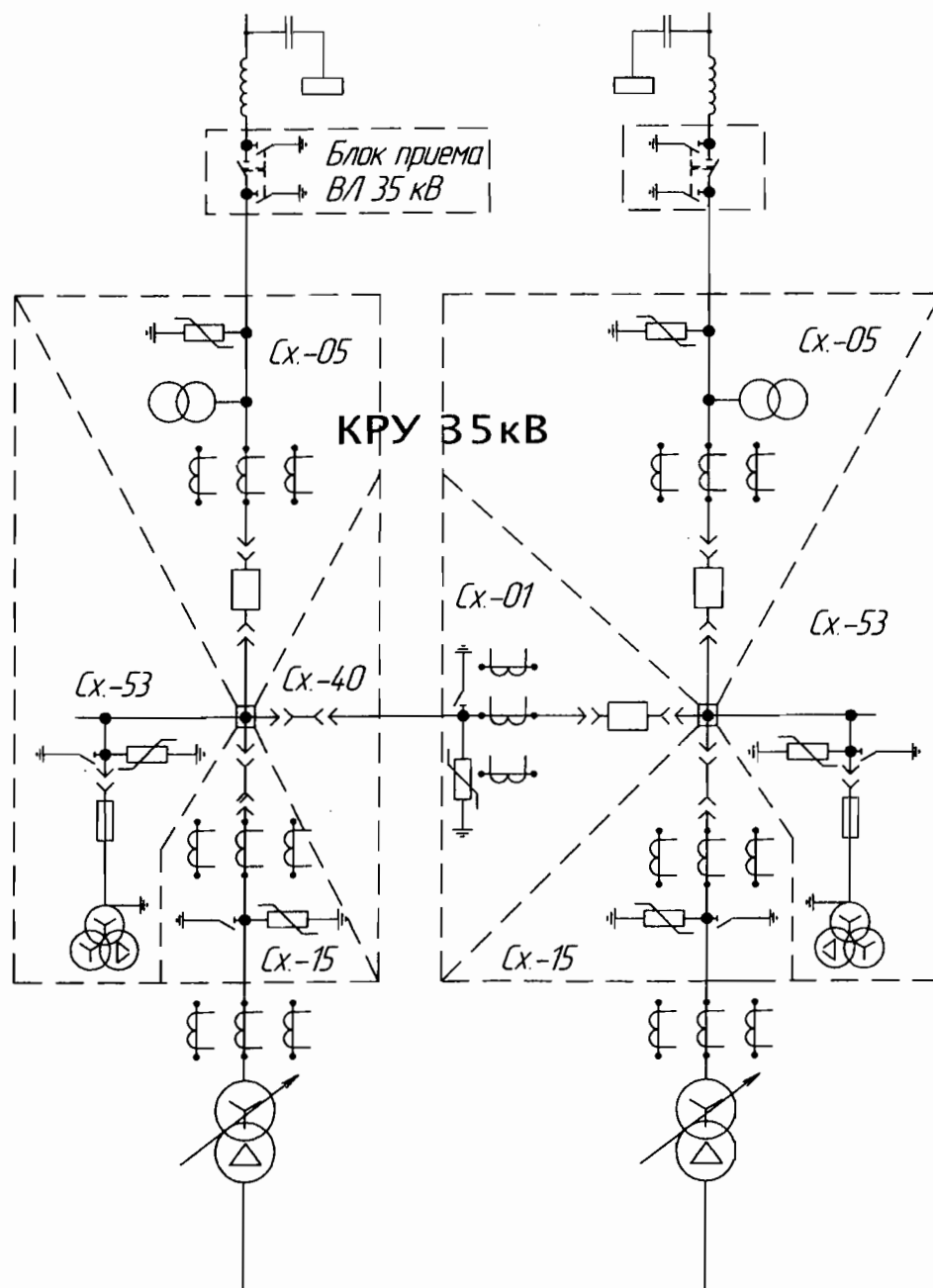


Рисунок 1 - Схема КТПБ(М) 35 - 5Б с КРУ 35 кВ серии К-65 в блоке - модуле

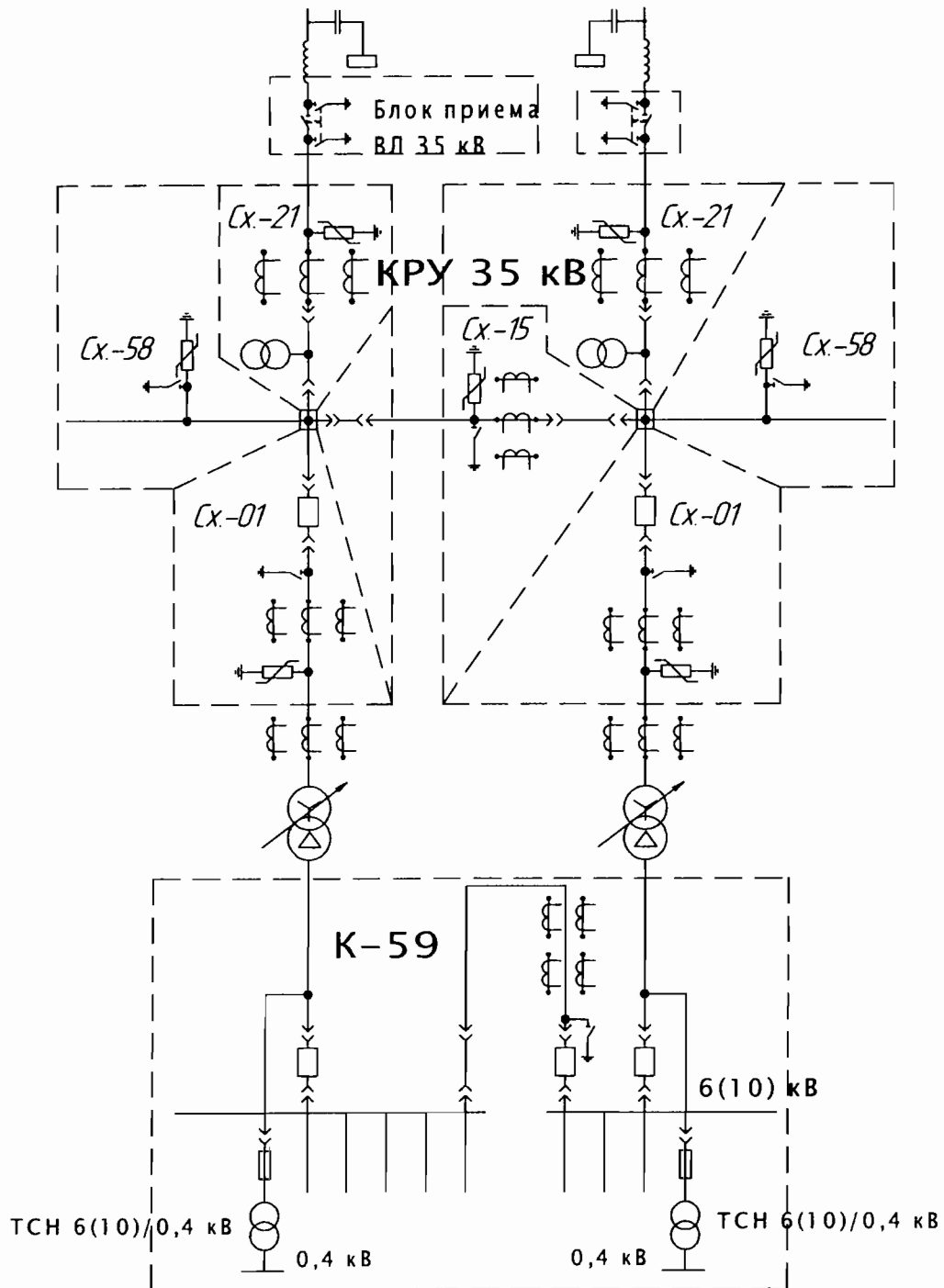


Рисунок 2 - Схема КТПБ(М) 35 - 4Н с КРУ 35 кВ серии К-65 в блоке-модуле

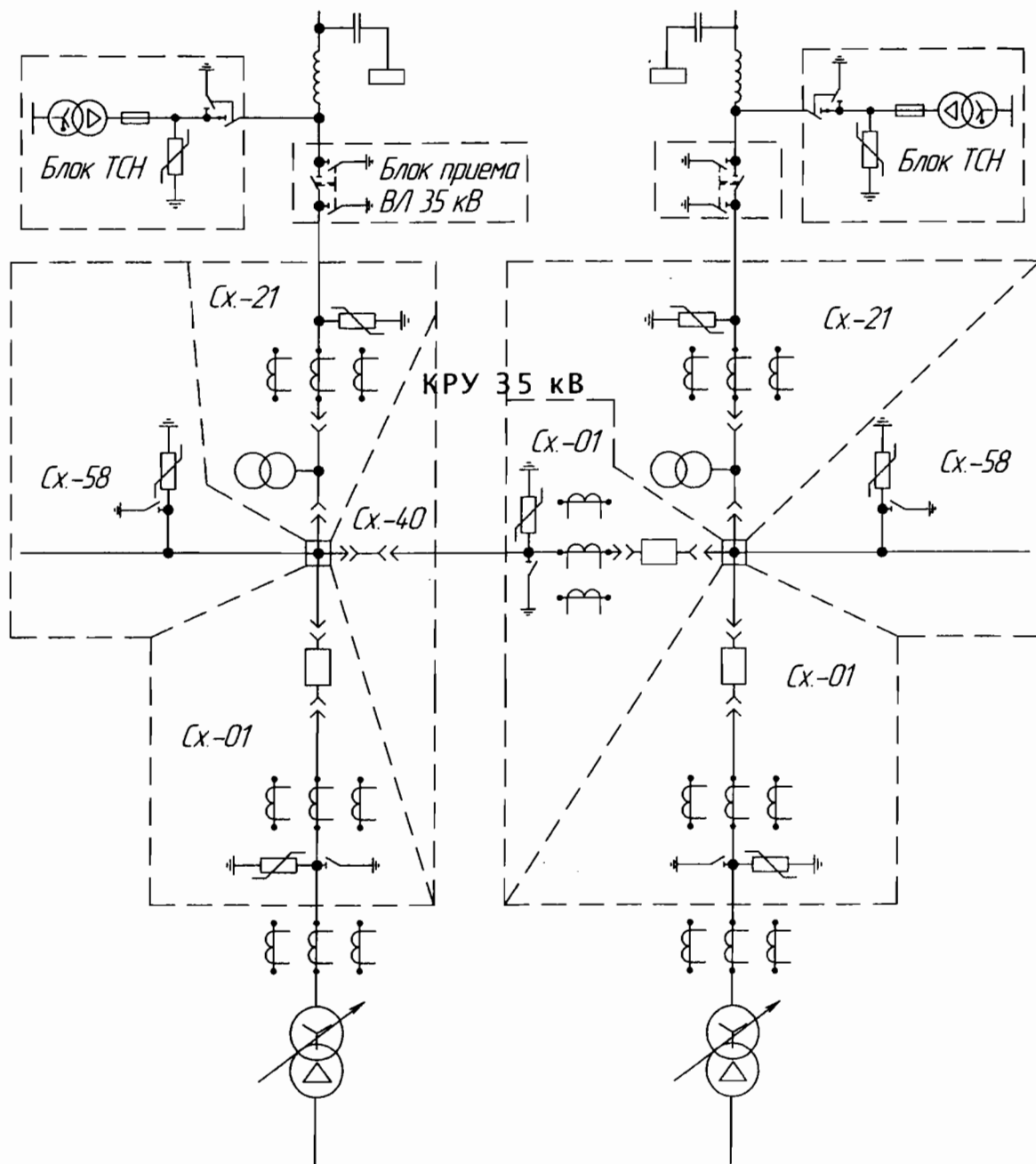


Рисунок 3 - Схема КТПБ(М) 35 - 5АНА с КРУ 35 кВ серии К-65 в блоке - модуле

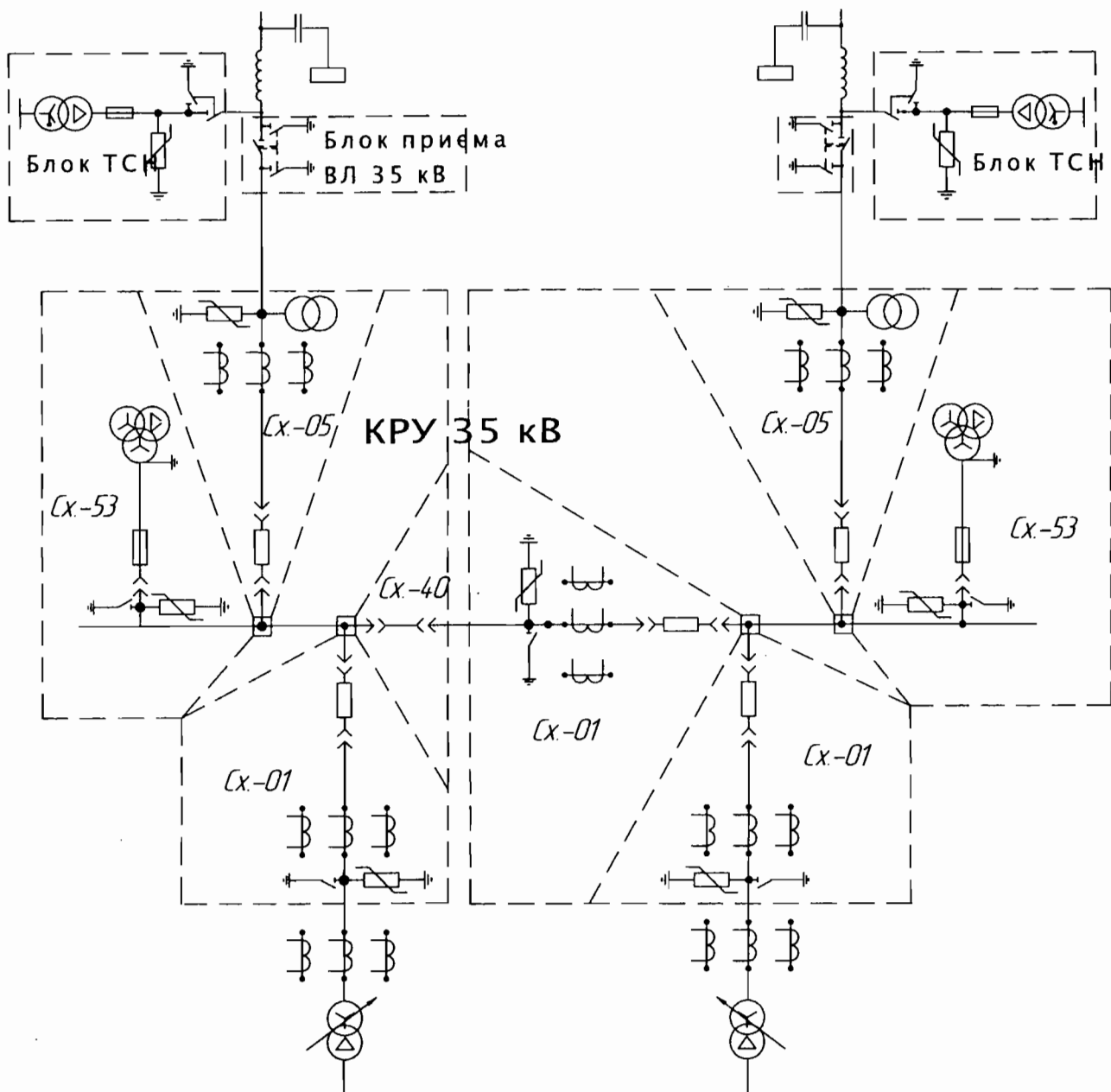


Рисунок 4 - Схема КТПБ(М) 35 - 9А/2 с КРУ 35 кВ серии К-65 в блоке - модуле

Общие сведения по конструкции КРУ

КРУ серии К-65 состоит из отдельных шкафов и элементов стыковки этих шкафов. Шкафы КРУ унифицированы и, независимо от схем главных и вспомогательных соединений, имеют аналогичные конструкции основных узлов и одинаковые габаритные размеры.

Исключение составляют шкафы кабельного ввода (вывода), глубина которых за счет кабельного короба увеличивается на 1080 мм, что не влияет на стыковку шкафов. Примеры конструктивных решений шкафов К-65 приведены на рисунках 4-8.

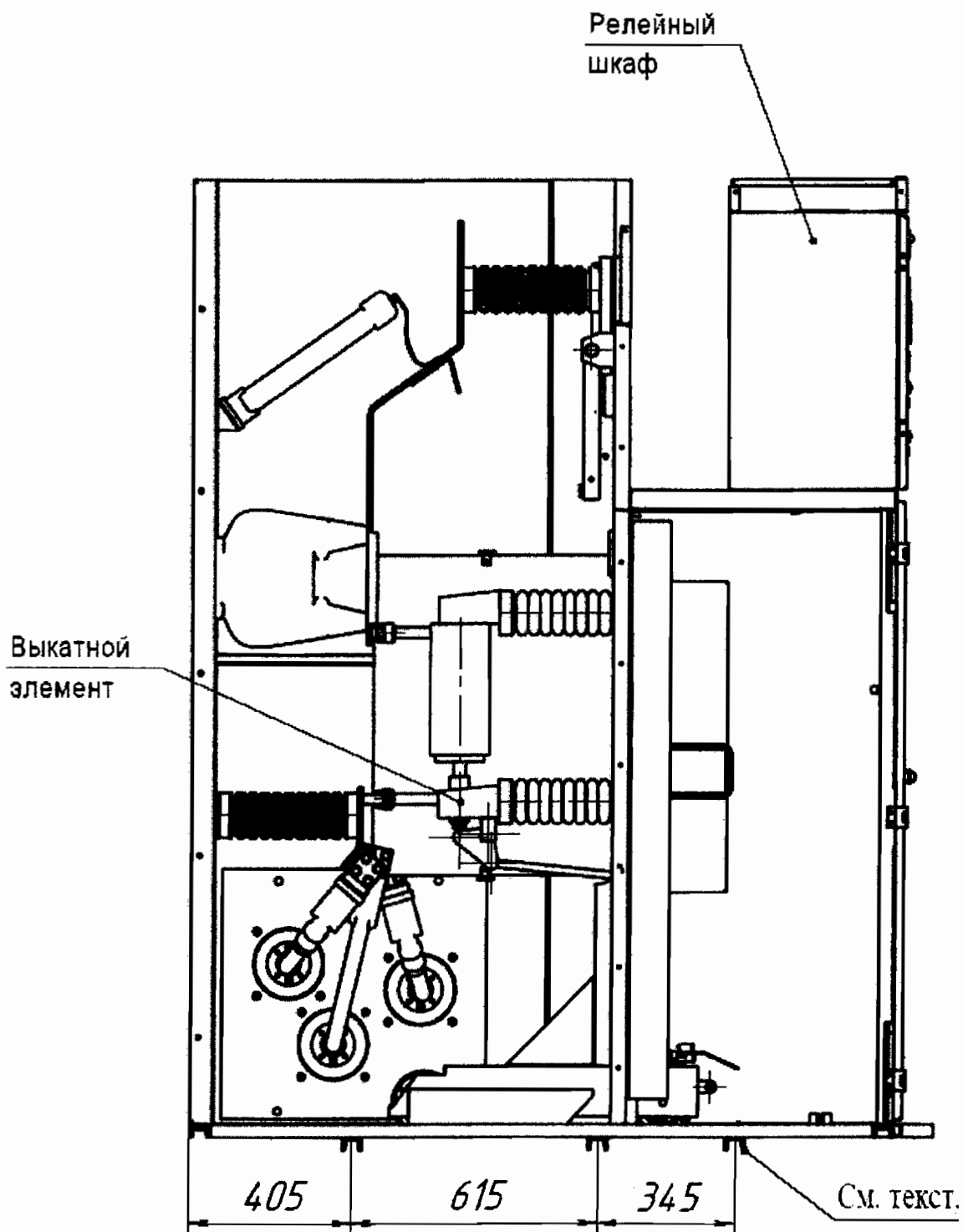
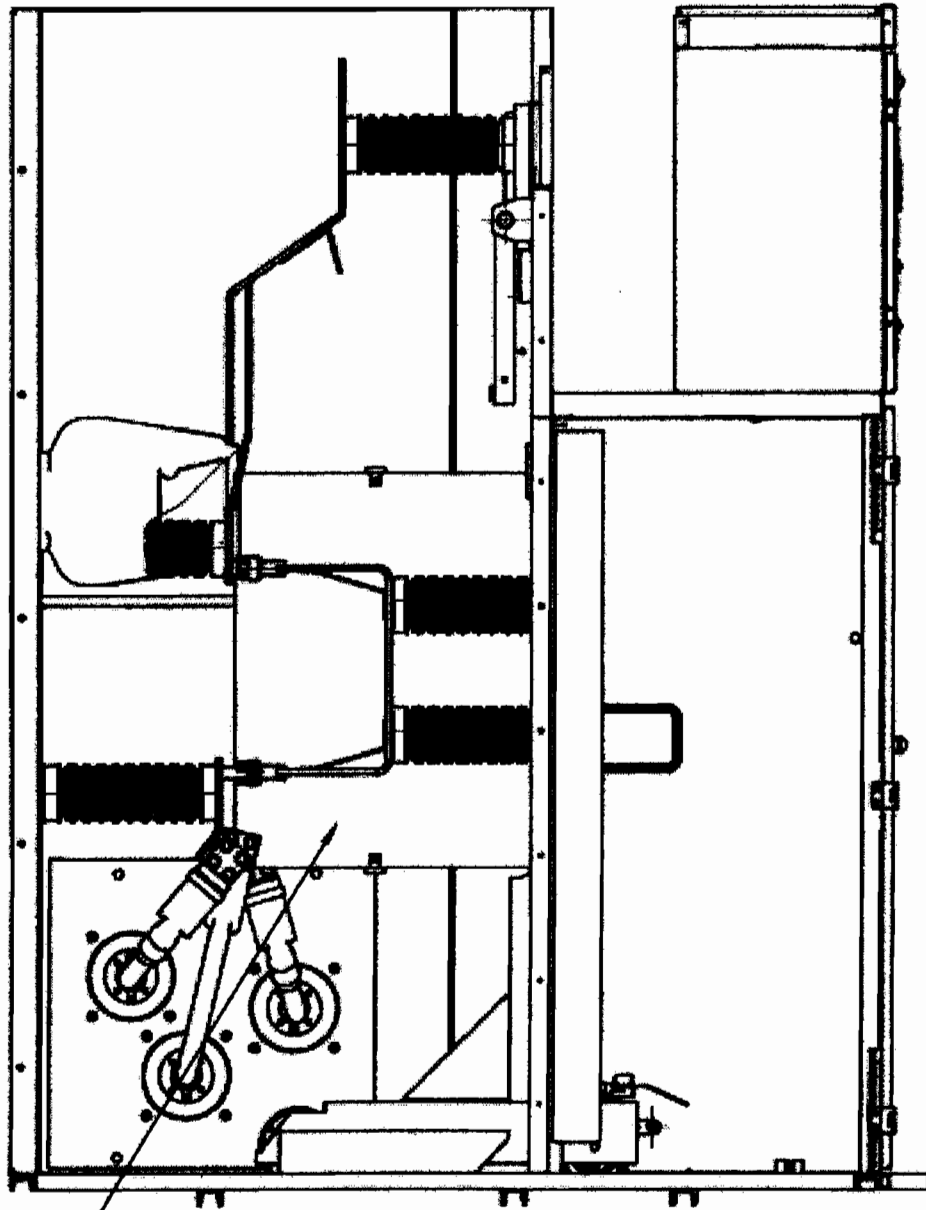


Рисунок 4 - Шкаф шинного ввода (линии) с выключателем, тремя трансформаторами тока, ограничителями перенапряжения и заземлителем (схема 01, 03)



Разъединительная
тележка

Рисунок 5 - Шкаф шинного ввода 35 кВ с разъединительной тележкой, двумя трансформаторами тока и заземлителем (схема 16)

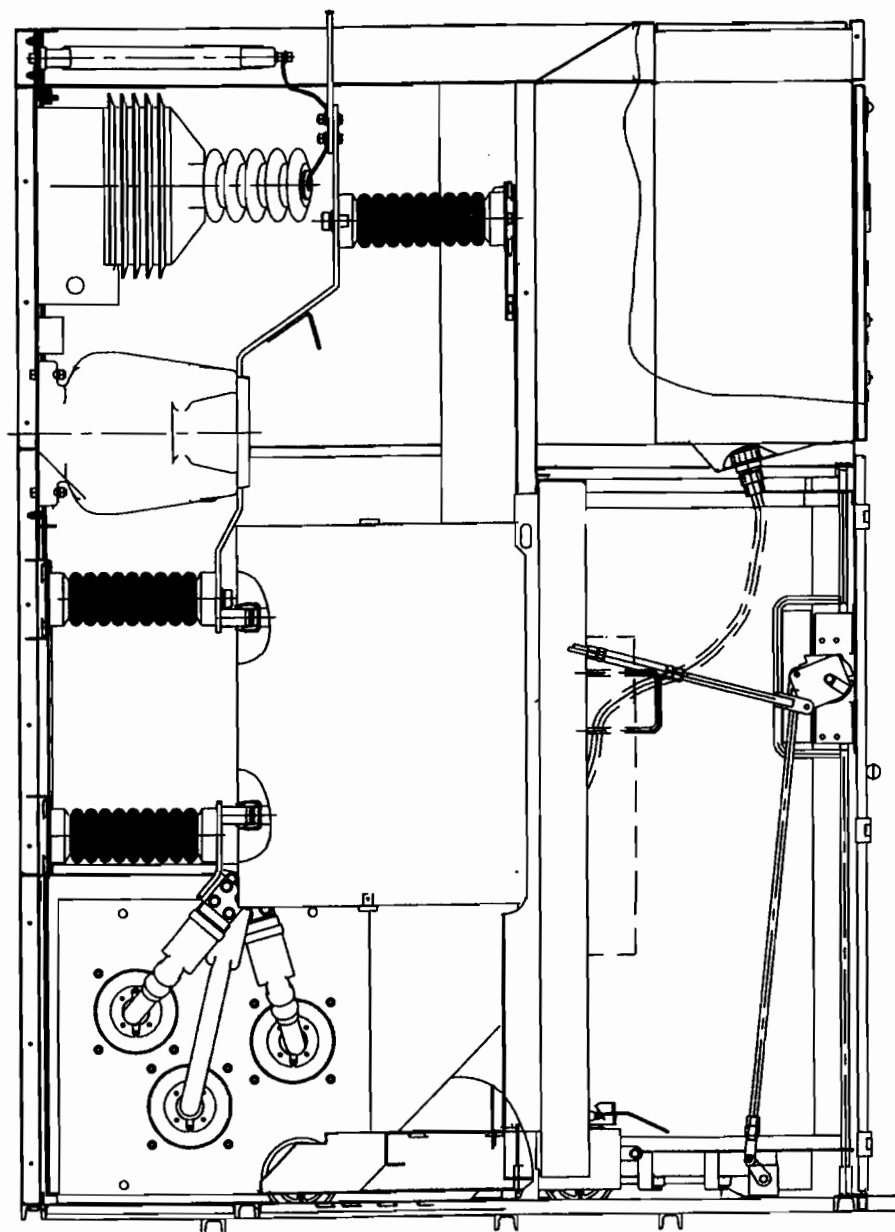


Рисунок 6 - Шкаф шинного ввода (линии) 35 кВ с выключателем, двумя трансформаторами напряжения, тремя (двумя*) трансформаторами тока и ограничителями перенапряжения (схема 05, 06, 07*, 08*)

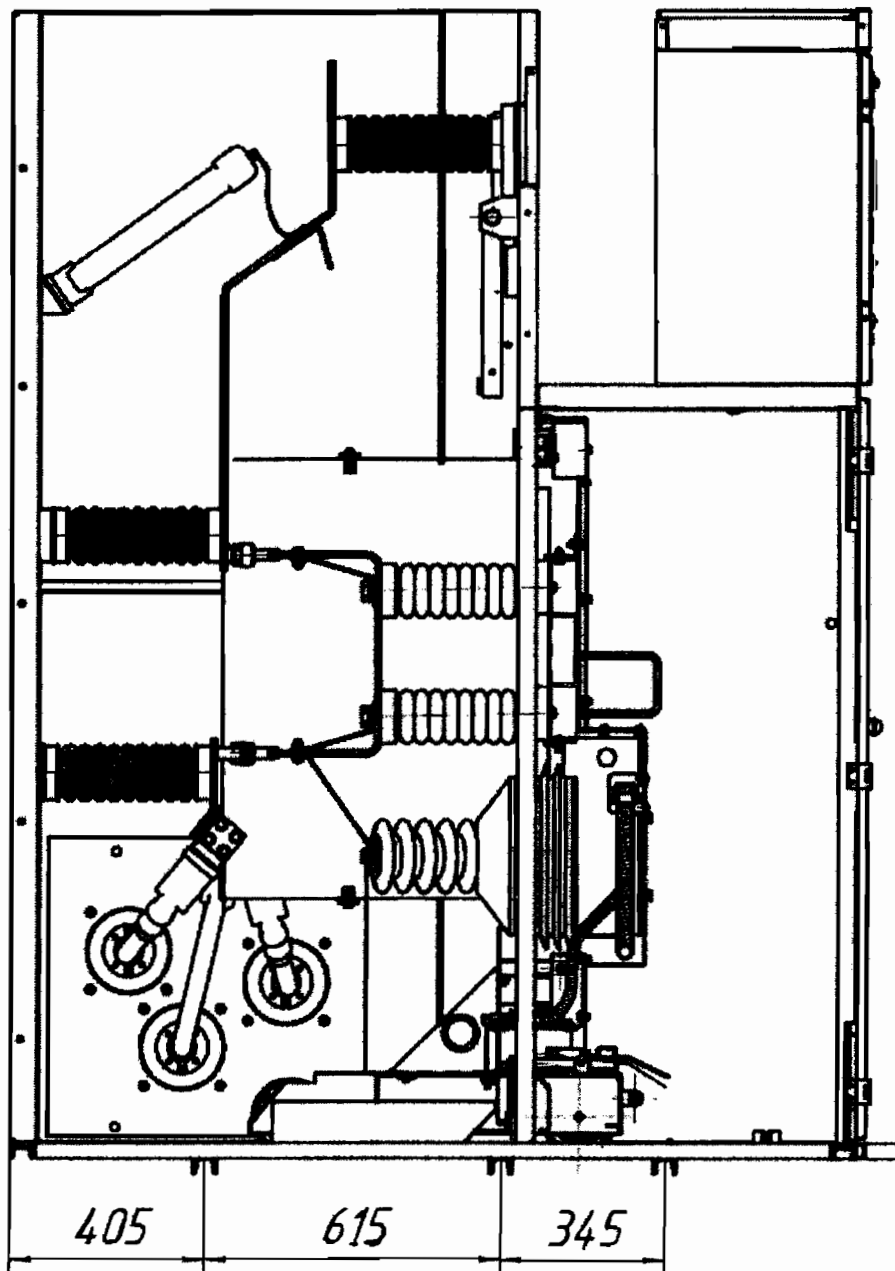


Рисунок 7 - Шкаф линии 35 кВ с разъединительной тележкой, трансформаторами напряжения, установленными в разъединительной тележке, ограничителями перенапряжения и заземлителем (схема 23, 24)

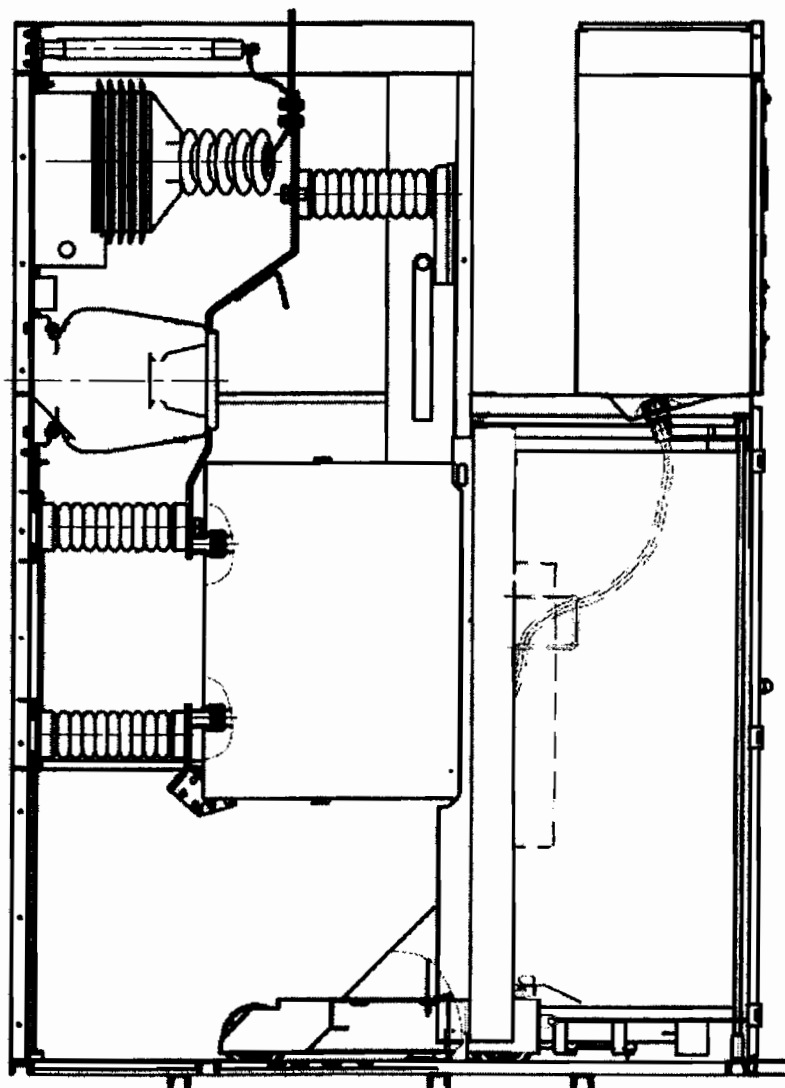


Рисунок 8 - Шкаф питающей линии с выключателем, установленными на тележке с тремя (двумя*) трансформаторами тока, с двумя не заземляемыми трансформаторами напряжения, ограничителями перенапряжения и заземлителем на линии (схема 61, 62, 63*, 64*)

Шкафы КРУ серии К-65 устанавливаются на закладные элементы фундамента, которые укладываются и закрепляются на строительные конструкции нулевого цикла РУ. Шкафы КРУ серии К-65 могут быть расположены в один или два параллельных ряда фасадами друг к другу. Расстояние между фасадами определяется проектной организацией и должно быть не менее 2500 мм.

Каждый ряд, в свою очередь, может быть использован как отдельная секция или разделена на секции. Ряды соединены

между собой перемычками, выполненными шинным коробом или кабелями. Шкафы КРУ рассчитаны на одностороннее обслуживание.

Общий вид КРУ 35 кВ серии К-65 приведен на рисунке 9.

Надежный электрический контакт между всеми рамами основания шкафов и контуром заземления КРУ осуществляется с помощью шинок заземления и бобышек, расположенных на передней стороне основания. Шинки заземления присоединяются к медной шине.

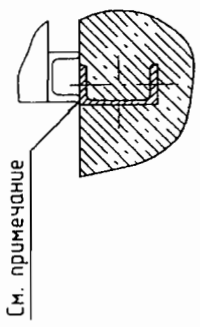
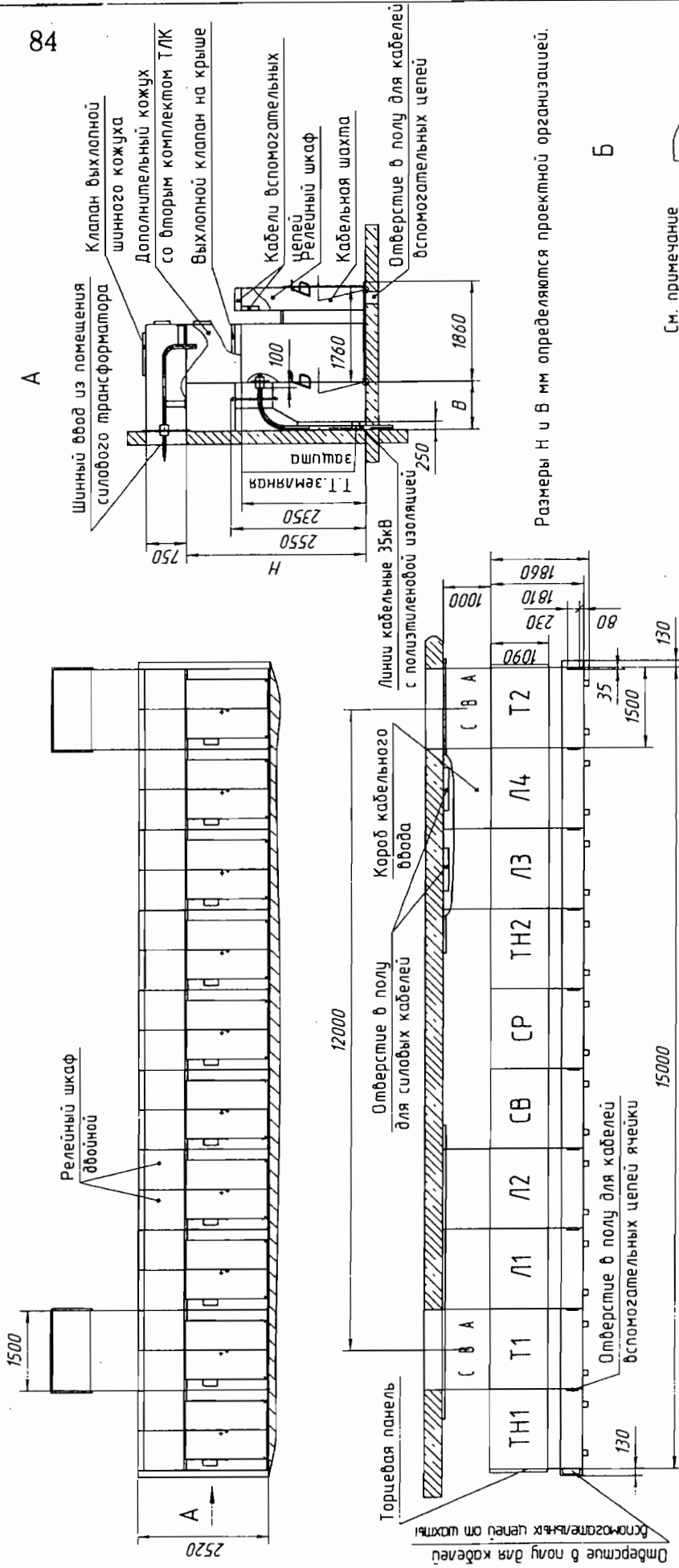
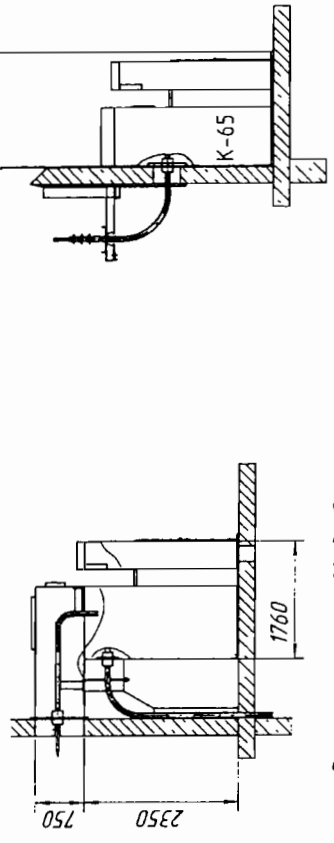


Рис. 9. Общий вид КРУ 35 кВ серии К-65 с дополнительным кожухом на вводе со вторым комплектом трансформаторов тока



Вариант ввода ВЛ 35 кВ кабельной вставкой сквозь стену РУ

Примечание - В районах с сейсмической активностью 9 баллов по MSK 64 основание КРУ серии К-65 приаритить к закладным швеллерам швом катетом 3 мм длиной 40 мм через каждые 300 мм.

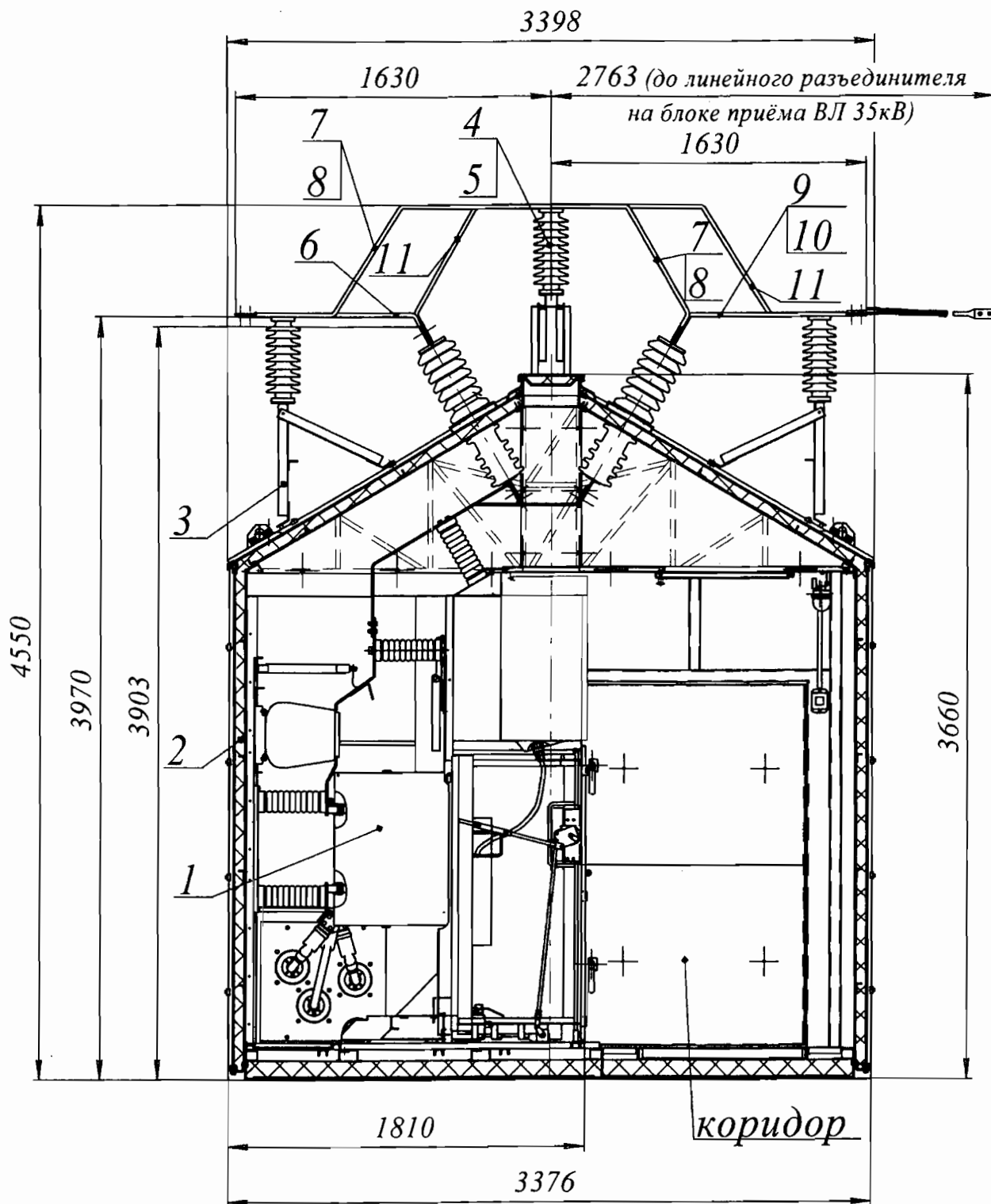


Рисунок 10 - КРУ серии К-65, встроенное в утеплённый блок - модуль исполнения УХЛ1
 1 - КРУ 35 кВ серии К-65; 2 - блочно - модульное здание; 3 - кронштейн К-246;
 4, 5 - кронштейн К-247, К-248; 6, 7, 8 - наружная ошиновка Ш-936, Ш-937, Ш-938 с выводом со стороны ячеек; 9, 10, 11 - наружная ошиновка Ш-932, Ш-933, Ш-934 с выводом со стороны коридора КРУ серии К-65, в строенное в утеплённый блок - модуль исполнения УХЛ1. Блок-модуль со шкафами КРУ транспортируется в собранном виде. В транспортный блок-модуль могут быть встроены от двух до пяти ячеек К-65. Для объединения блоков-модулей в здание в комплект поставки завода включаются специальные стыковочные узлы. Блочно-модульное здание может быть изготовлено для каждой секции отдельно с выполнением секционирования открытыми шинами или секции объединены в одно здание с общим коридором.

Примеры электрических принципиальных главных схем подстанций, в которых на стороне 35 кВ применяется КРУ К-65 в утепленном блочно-модульном здании исполнения УХЛ1, приведены на рисунках 1-4. Наличие в обозначении схем индекса «А» (35-5АНА, 35-9А/2) означает, что на подстанции устанавливается отдельный блок ТСН 35/0,4 кВ, где ТСН мощностью 100 кВ·А через разъединитель и предохранители подключается непосредственно к нулевому пролёту ввода ВЛ 35 кВ.

В качестве трансформаторов собственных нужд (ТСН) могут быть использованы масляные трансформаторы 6(10)/0,4 кВ мощностью 63-250 кВ·А, встраиваемые в отдельно стоящий шкаф КРУ К-59, сухие трансформаторы 6(10)/0,4 кВ·А мощностью 40-63 кВ·А встраиваемые в общий ряд КРУ серии К-59 и подключаемые к вводу в КРУ.

В КТПБ(М) защита от прямых ударов молнии производится молниеотводами, установленными на концевой опоре ВЛ 35 кВ, при необходимости, отдельно стоящими молниеотводами, устанавливаемыми на железобетонных или металлических стойках.

Примеры вариантов компоновок комплектных трансформаторных подстанций с применением в качестве распределительного устройства 35 кВ КРУ со шкафами серии К-65 в утепленном блочно-модульном здании приведены на рисунках 11, 12. Масляные трансформаторы собственных нужд устанавливаются на отдельных блоках типа Б35-95/1,0-К100А-ХЛ1.

Прием с ВЛ 35 кВ осуществляется на отдельно стоящий блок типа Б35-18П/1,0-П1000А-УХЛ1 или на портал блока ТСН типа Б35-95ПР/1,0-К100А-ХЛ1.

Расположение шкафов К-65 в КРУ с разбивкой по секциям показано на плане КРУ (пример) приведено на рисунках 11, 12 и является типовым для любой из схем, указанных на рисунках 1-4.

Вариант компоновки подстанции с масляными силовыми трансформаторами с ТСН 6(10)/0,4 кВ показан в приложении Н.

Металлические кабельные конструкции заводского изготовления могут быть выполнены наземными, укладываемыми на железобетонных брусках или подвесными, закрепляемыми к оборудованию ОРУ или на стойках.

Прокладка силовых кабельных линий к распределительному устройству 35 кВ, выполненному в блочно-модульном здании заводского изготовления, может осуществляться в кабельных каналах, галереях, лотках и др. кабельных сооружениях, при этом к одному шкафу КРУ серии К-65 могут быть присоединены одна или две параллельные кабельные линии.

Для выполнения защиты от замыканий на землю шкафы серии К-65 комплектуются трансформаторами тока типа ТЗЛЭ-125УХЛ2, которые необходимо устанавливать за пределами блочно-модульного здания при монтаже кабельной линии.

Прокладка кабелей производится по наружной поверхности стены блок-модуля, где в местах крепления прижимов закрепляются кронштейны, а к этим кронштейнам стяжными манжетами - кабели. При этом кабели, расположенные на высоте ниже двух метров, должны быть закрыты кожухами.

Утепленное блочно-модульное здание устанавливается на фундамент высотой 1200 мм от нулевой отметки. Фундамент может быть выполнен из забитых в землю свай или железобетонных стоек. Глубина заделки стоек зависит от типа грунта. Обязательной частью фундамента являются металлические фундаментные балки, входящие в комплект поставки завода-изготовителя КРУ. Фундаментные балки укладываются на армированные головки свай.

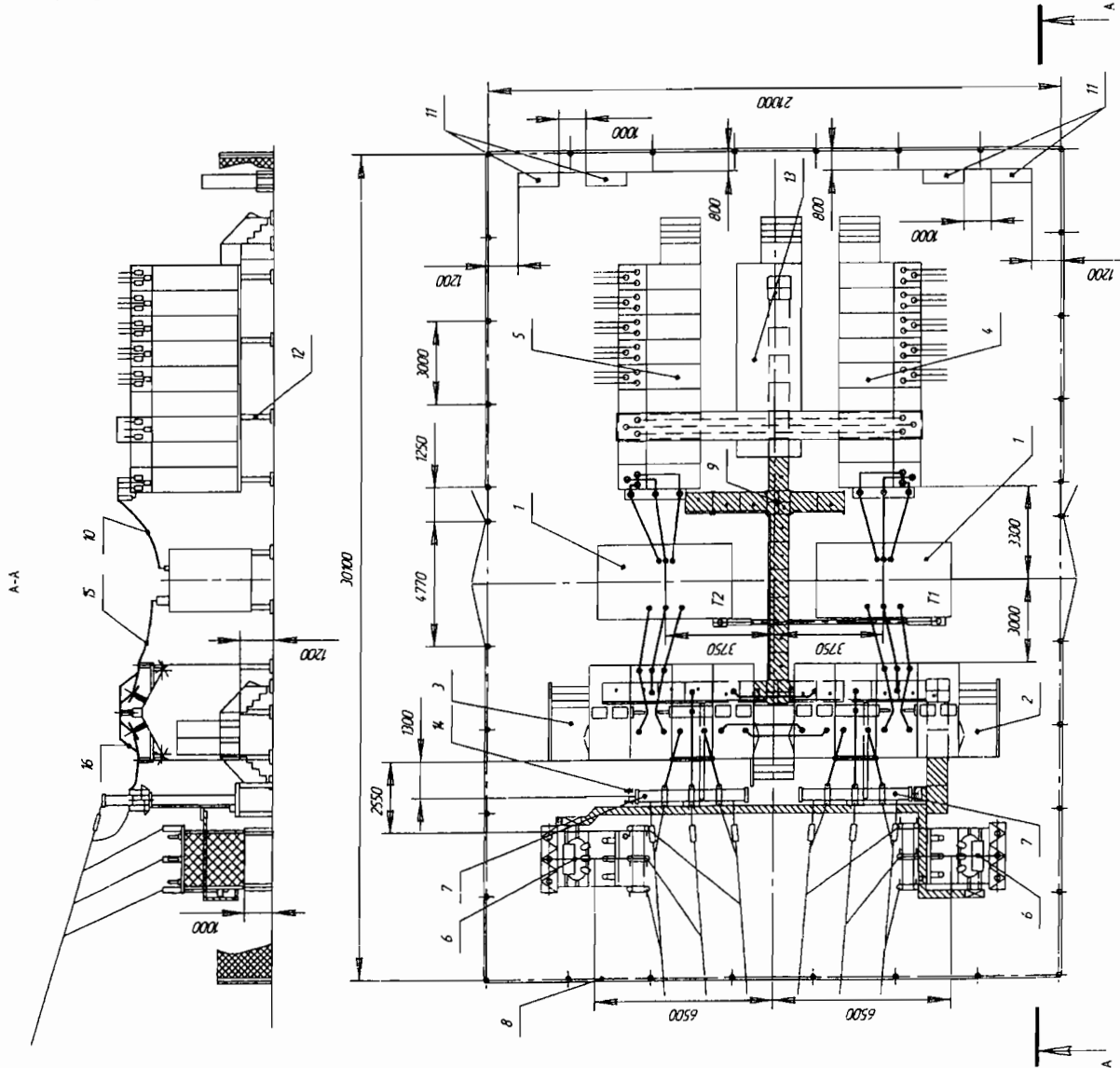
По желанию заказчика блочно-модульное здание может быть установлено на фундамент, устроенный лежнями высотой 500 мм. В этом случае план расположения лежней в ОРУ 35 кВ, также кабельных каналов вспомогательных цепей должны быть согласованы с заводом.

Рис. 14. Вариант компоновки КТПБ(М) с КРУ К-65 на стороне 35 кВ

- 1- сухой силовой трансформатор; 2,3- КРУН 35 кВ серии К-65;
 4,5- КРУН 6(10) кВ серии К-59; 6 - блок с масляным ТСН 35/0,4 кВ, 100 кВА;
 7- приемный блок ВЛ 35 кВ с разъединителем; 8 - внешняя ограда; 9 - наземные
 металлические кабельные коммуникации; 10 - ошиновка силового трансформатора 6(10)кВ;
 11 - конденсаторные батареи; 12 - стойки фундамента; 13 - ОПУ-7;
 14 - осветительная установка; 15 - ошиновка силового трансформатора 35 кВ;
 16 - ошиновка КРУН.

Примечания:

1. Компоновка подстанции 35/6(10) кВ с сухими силовыми трансформаторами с КРУ 35 кВ серии К-65, КРУ 10 кВ серии К-59, масляными трансформаторами собственных нужд 35/0,4 кВ, 100 кВА, установленными снаружи на отдельных блоках.
2. Изменяя габаритные схемы ячеек КРУ 35 кВ серии К-65 можно комплектовать распределительное устройство на высокой стороне по следующим габаритным схемам 35 кВ: 35-5АА, 35-5БА, 35-4НА, 35-5АНА, 35-9А/2 (по одной ВЛ на секции).
3. На стороне 6(10) кВ с раздельными распределительными КРУ серии К-59, расположенными параллельно продольной оси подстанции, с входными дверями с одного торца, допускается установка до девяти шкафов К-59 в каждой секции, в том числе одна ячейка кабельного ввода и до пяти ячеек воздушного ввода линий 6(10) кВ.
4. На подстанции можно установить до четырех блоков косинусных конденсаторных батарей вдоль доковых сторон или по торцевой стороне наружного ограждения.
5. Габаритные размеры и периметр наружного ограждения уточняются проектной организацией. Габаритные размеры ограждения даны без учета диаметра стоек ворот и калиток.
6. Молниезащита осуществляется молниеотводами, расположенным на концевой опоре ВЛ 35 кВ. Необходимость установки дополнительных молниеотводов и мест их расположения определяется проектной организацией.
7. Тяжение нулевого пролета ВЛ 35 кВ на приемный блок допускается до 180 кг на фазу.
8. Необходимость и место установки рабломачты определяется проектной организацией.



**Структура условного обозначения распределительного устройства напряжением
35 кВ составленного из КРУ серии К-65**

РУ-35 - [] - [] - УЗ, УХЛ1

*Климатическое
исполнение
по ГОСТ 15150-69*

*n- количество ячеек КРУ серии К-65
в РУ 35 кВ*

*n/n₁- количество ячеек КРУ серии К-65
в секции если каждая секция
расположена отдельно*

*65- распределительное устройство 35 кВ
укомплектовано ячейками КРУ серии К-65. УЗ.*

*65БМ- распределительное устройство из ячеек
КРУ серии К-65 встроенное в одном блочно-модульном
здании. УХЛ1*

*65БМ2- распределительное устройство из ячеек
КРУ серии К-65, расположенное в двух независимых
блочно-модульных зданиях. УХЛ1*

Распределительное устройство 35 кВ

Структура условного обозначения КТПБ(М) 35/6(10) кВ с КРУ серии К-65 в блочно-модульном здании

КТПБ(М) 35-65 - - / 6(10) - 2 × × - - УХЛ1

Климатическое
исполнение

категория А - нормальная
изоляции Б - усиленная

Распределительные устройства НН:
1х59- шкафы КРУ серии К-59 с
общим коридором 1-й и 2-й секций
2х59-шкафы КРУ серии К-59
1-я и 2-я секции расположены отдельными
независимыми блоками параллельно оси
п/ст
63- шкафы КРУ серии К-63(К-66) в
модульном здании

Количество, мощность и тип силового тр-ра:
2х М- мощность кВА, масляный;
2х С- мощность кВА, сухой

Номинальное напряжение низкой стороны: 6, 10кВ

О1-ОПУ отдельностоящее, расположен на левой стороне ОРУ 35кВ по виду
со стороны ВЛ 35кВ.

ОП-ОПУ отдельностоящее, расположен на правой стороне ОРУ 35кВ по виду
со стороны ВЛ 35кВ.

О1-ОПУ отдельностоящее, расположен на стороне ОРУ НН

О2-ОПУ отсутствует.

Приём линии 35кВ осуществляется:

ГР - на блок линейного разъединителя 35кВ с порталной приёмной траверсой;

ГРА - на блок линейного разъединителя 35кВ с порталной приёмной траверсой,
отдельностоящий блок с масляным ТСН 35/0,4кВ, 100кВА подключён к вводу ВЛ 35кВ;

П - на блок с порталной приёмной траверсой;

ПА - на приёмную порталную траверсу блока ТСН 35/0,4кВ, 100кВА.

К - кабельной линией 35кВ по наружной стенке блочно-модульного здания.

Комплектное распределительное устройство 35кВ укомплектовано с КРУ серии К-65
встроенное внутрь блочно-модульного здания исполнения УХЛ1:

35-65БМ2 - каждая секция укомплектована в отдельные независимые блочно-модульные здания,

35-65БМ - обе секции РУ 35 кВ объединены и укомплектованы в одно блочно-модульное
здание с общим коридором.

Комплектная трансформаторная подстанция блочная (модернизированная)

ФИЛИАЛ ОАО «НТЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

28.02.2008

№ 03.02-2008

/О выпуске заводом ЗАО «ПЗЭМИ» кабельных термоусаживаемых муфт на напряжение 1-10 кВ исполнения «нг» и адаптеров на напряжение 10-20 кВ/

С 3 по 6 марта 2008 года в КВЦ «Сокольники» проходила VII Международная специализированная выставка кабелей, проводов и аксессуаров «САВЕХ-2008».

На выставке были представлены кабели,провода, арматура и специальное оборудование; средства и методы испытаний; научные исследования и разработки; технологии монтажа и прокладки кабельно-проводниковой продукции, методы и средства для ее ремонта.

Основными тенденциями совершенствования наиболее распространенных в мире кабелей (силовых, контрольных, управления) являются повышение их пожарной безопасности, а также повышение теплостойкости силовых кабелей, что позволяет увеличивать токовые нагрузки без увеличения сечения токопроводящих жил.

К категории кабелей, не распространяющих горение, относятся:

- кабели с индексом «нг-LS» (кабели с пластмассовой изоляцией, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением, с нормированным содержанием галогенов);
- кабели с индексом «нг-HF» (кабели, не распространяющие горение, с изоляцией и оболочкой из полимерных композиций, не содержащим галогенов);
- кабели с индексом «нг-FRLS» (кабели огнестойкие, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением).

В дополнение к РУМ-2006 выпуск № 3 ИММ № 03.06-2006 от 11.05.2006 года сообщаем для сведения, что ЗАО «Подольский завод электромонтажных изделий» (ЗАО «ПЗЭМИ») выпускает для распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ новые конструкции кабельной арматуры, не распространяющих горение, на основе термоусаживаемых изделий:

- концевые муфты внутренней установки в исполнении «нг» на напряжение 1-10 кВ для кабелей с бумажной изоляцией;
- соединительные муфты в исполнении «нг» на напряжение 1-10 кВ для кабеля с бумажной изоляцией.

ЗАО «ПЗЭМИ» приступил к выпуску изоляторов концевых муфт - ИКМ (адаптеров), предназначенных для изолирования места соединения наконечника концевой муфты кабеля с изоляцией из СПЭ с проходным изолятором КРУЭ в системах с изолированной нейтралью напряжением 10 кВ и системах с заземленной нейтралью напряжением 20 кВ.

Основание: техническая информация предприятий.

За дополнительной информацией и по вопросу заказа следует обращаться:

ЗАО «ПЗЭМИ»

142108, Московская обл., г. Подольск, ул. Раевского, д. 3

Телефон/факс: (495) 996-60-83; 996-60-82; 996-60-59

E-mail: hze mi@podolsk.ru

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

ЗАО «Подольский завод электромонтажных изделий» (ЗАО «ПЗЭМИ»)

Закрытое акционерное общество «Подольский завод электромонтажных изделий» является предприятием, специализирующимся на выпуске товаров двух самостоятельных направлений:

1. Электротехнического оборудования напряжением 0,4-10 кВ и металлоконструкций для производства электромонтажных работ на объектах промышленного и гражданского строительства.

2. Термоусаживаемых соединительных и концевых муфт для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией на напряжение 1-35 кВ.

Завод выпускает более 120 наименований кабельных муфт.

Кабельная термоусаживаемая арматура изготавливается на основе отечественных полимерных композиционных термоусаживаемых материалов, базирующихся на технологии поперечно-сшитых полимеров с пластической памятью формы. Она обладает механической, химической и термической стойкостью и по надежности и долговечности соответствует надежности и долговечности самого кабеля. Муфты прошли полный комплекс электрических испытаний. Срок службы кабельной муфты не менее 30 лет.

Муфты концевые внутренней установки, не распространяющие горение, для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 1 кВ ТУ 3599-020-04001953-2007



Назначение

Муфта концевая внутренней установки, не распространяющая горение, на основе термоусаживаемых изделий предназначена для оконцевания трех- и четырехжильных кабелей с бумажной изоляцией на переменное напряжение до 1 кВ включительно, частоты 50 Гц. Номенклатурный ряд и габаритные размеры муфт приведены в таблице 1.

Применение

Концевая муфта применяется для кабелей с бумажной изоляцией в случаях повышенных требований пожарной безопасности.

Структура условного обозначения: 4КВтпнг-25/50

4 - количество жил кабеля;
К - концевая (тип муфты);
В - внутренняя (вид установки);
т - наличие термоусаживаемых трубок;
п - наличие термоусаживаемых перчаток;
нг - не распространяет горение;
25/50 - диапазон сечения кабелей, мм².

Таблица 1

Марки и габаритные размеры концевых муфт на напряжение до 1 кВ

Марка муфты	Сечение жил кабеля, мм ²	L, длина, мм	
		min	max
3,4КВтпнг-25/50	25, 35, 50	790	1240
3,4КВтпнг-70/120	70, 95, 120	795	1245
3,4КВтпнг-150/240	150, 185, 240	800	1250

Максимальный вес муфты (4КВтпнг-150/240) около 2,8 кг.

Особенности комплектации

Муфта комплектуется механическими оконцевателями со срывающимися головками при затяжке, предусмотренными для монтажа, как на алюминиевую, так и на медную жилы, или оконцевателями под опрессовку.

**Муфты концевые внутренней установки, не распространяющие горение, для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ
ТУ 3599-020-04001953-2007**

Назначение

Муфта концевая внутренней установки, не распространяющая горение, на основе термоусаживаемых изделий предназначена для оконцевания кабелей с бумажной изоляцией на переменное напряжение до 10 кВ включительно, частоты 50 Гц. Номенклатурный ряд и габаритные размеры муфт приведены в таблице 2.

Применение

Концевая муфта применяется для кабелей с бумажной изоляцией в случаях повышенных требований пожарной безопасности.

Структура условного обозначения:**КВтпнг-10-25/50**

К - концевая (тип муфты);

В - внутренняя (вид установки);

т - наличие термоусаживаемых трубок;

п - наличие термоусаживаемых перчаток;

нг - не распространяет горение;

10 - номинальное напряжение кабеля, кВ;

25/50 - диапазон сечения кабелей, мм².

Особенности комплектации

Муфта комплектуется механическими оконцевателями со срывающимися головками при затяжке, предусмотренными для монтажа, как на алюминиевую, так и на медную жилы.

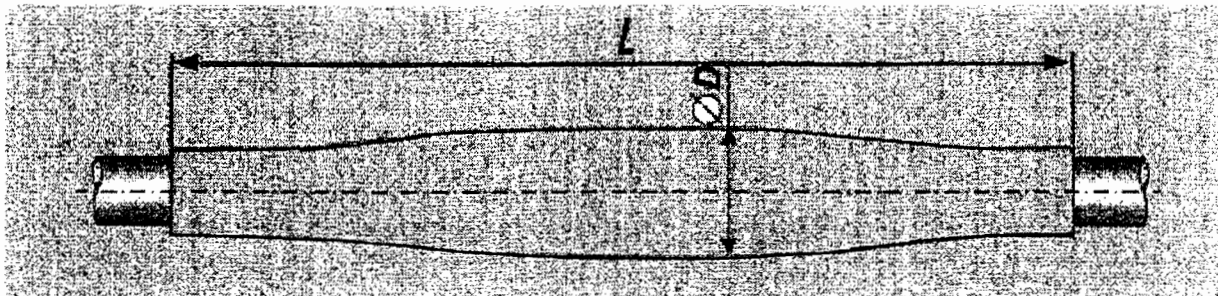
Таблица 2

Марки и габаритные размеры концевых муфт на напряжение до 10 кВ

Марка муфты	Сечение жил кабеля, мм ²	L, длина, мм	
		min	max
КВтпнг-10-25/50	25, 35, 50	790	1240
КВтпнг-10-70/120	70, 95, 120	795	1245
КВтпнг-10-150/240	150, 185, 240	800	1250

Максимальный вес муфты (КВтпнг-10-150/240) около 2,1 кг.

Соединительные муфты, не распространяющие горение, для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 1 кВ ТУ 3599-020-04001953-2007



Назначение

Соединительная муфта, не распространяющая горение, на основе термоусаживаемых изделий предназначена для соединения трех- и четырехжильных кабелей с бумажной изоляцией на переменное напряжение до 1 кВ включительно, частоты 50 Гц. Номенклатурный ряд и габаритные размеры муфт приведены в таблице 3.

Применение

Муфта применяется для кабелей с бумажной изоляцией в случаях повышенных требований пожарной безопасности.

Структура условного обозначения: 4Стпнг-25/50

4 - количество жил кабеля;
С - соединительная (тип муфты);
т - наличие термоусаживаемых трубок;
п - наличие термоусаживаемых перчаток;
нг - не распространяет горение;
25/50 - диапазон сечения кабелей, мм².

Особенности комплектации

Муфта комплектуется механическими соединителями со срывающимися головками при затяжке, предусмотренными для монтажа, как на алюминиевую, так и на медную жилы.

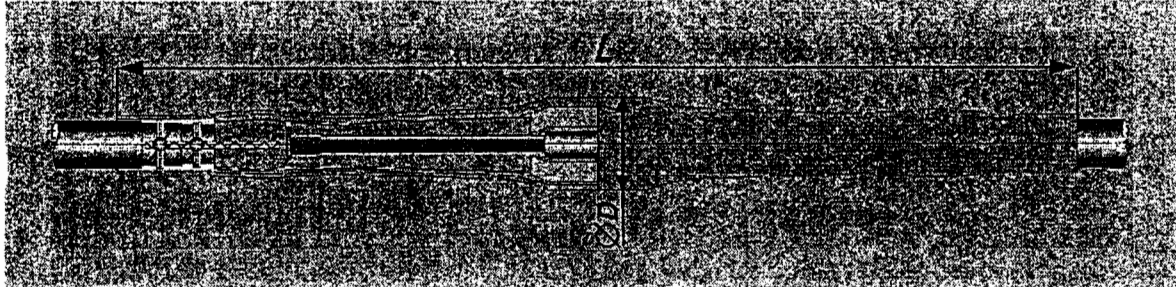
Таблица 3

Марки и габаритные размеры концевых муфт на напряжение до 1 кВ

Марка муфты	Сечение жил кабеля, мм ²	L, мм	D, мм
3Стпнг-25/50	25, 35, 50	1100	63
3Стпнг-70/120	70, 95, 120	1200	79
3Стпнг-150/240	150, 185, 240	1200	101
4Стпнг-25/50	25, 35, 50	1100	69
4Стпнг-70/120	70, 95, 120	1200	80
4Стпнг-150/240	150, 185, 240	1200	105

Максимальный вес муфты (4Стпнг-150/240) около 4,3 кг.

**Соединительные муфты, не распространяющие горение, для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ
ТУ 3599-020-04001953-2007**



Назначение

Соединительная муфта, не распространяющая горение, на основе термоусаживаемых изделий предназначена для соединения кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на переменное напряжение 10 кВ включительно, частоты 50 Гц. Номенклатурный ряд и габаритные размеры муфт приведены в таблице 4.

Применение

Муфта применяется для кабелей с бумажной изоляцией в случаях повышенных требований пожарной безопасности.

Структура условного обозначения:

4Стпнг-25/50

- 4** - количество жил кабеля;
- С** - соединительная (тип муфты);
- т** - наличие термоусаживаемых трубок;
- п** - наличие термоусаживаемых перчаток;
- нг** - не распространяет горение;
- 25/50** - диапазон сечения кабелей, мм².

Особенности комплектации

Муфта комплектуется механическими соединителями со срывающимися головками при затяжке, предусмотренными для монтажа, как на алюминиевую, так и на медную жилы.

Таблица 3

Марки и габаритные размеры концевых муфт на напряжение до 1 кВ

Марка муфты	Сечение жил кабеля, мм ²	L, мм	D, мм
Стпнг-10-25/50	25, 35, 50	1200	70
Стпнг-10-70/120	70, 95, 120	1270	95
Стпнг-10-150/240	150, 185, 240	1270	115

Максимальный вес муфты (Стпнг-10-150/240) около 6,8 кг.

Изоляторы концевых муфт (адаптеры) для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ ТУ 3599-019-04001953-2007

Назначение

Изоляторы концевых муфт - ИКМ (адаптеры) предназначены для изолирования места соединения наконечника концевой муфты кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) с проходным изолятором комплектного распределительного устройства (КРУЭ) в энергосистемах с изолированной нейтралью на напряжение 10 кВ частотой 50 Гц и энергосистемах с заземленной нейтралью на напряжение 20 кВ частотой 50 Гц.

Структура условного обозначения: ИКМ 50/120-01

И - изолятор;
К - концевых;
М - муфт;
50/120 - диапазон сечений кабеля, мм²;
01 - исполнение.

Конструкция

Изолятор ИКМ (рисунок 1) состоит из корпуса, который внутренним конусом одевается на проходной изолятор КРУЭ; заглушки, закрывающей узел крепления изолятора к КРУЭ; проходной крышки, через которую в изолятор герметично входит концевая муфта и узла крепления, состоящего из шпильки, шайбы-гровера и гайки.

Изоляторы ИКМ выпускаются двух маркоразмеров в 3-х исполнениях каждый и выбираются в зависимости от конструкций проходных изоляторов комплектных распределительных устройств КРУЭ и конструкций, подключаемых муфт, согласно рисунку 2 и таблицы 4.

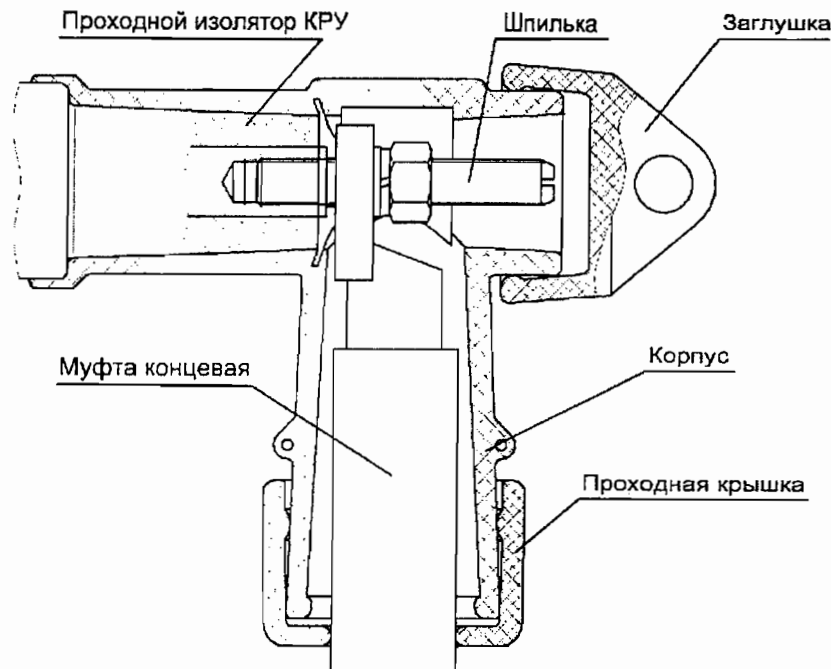


Рисунок 1 - Изоляторы концевых муфт - ИКМ (адаптеры)

Таблица 4

Основные технические параметры изоляторов концевых муфт ИКМ

Марко-размеры	Сечение жил кабеля, мм ²	Исполнение	Проходной изолятор		Шпилька	
			Тип	Ø резьбы	Исполнение	Резьба
ИКМ 50/120	50, 70, 95, 120	00	A1	M16	00	M16/M16
		01	A2	M12	01	M12/M12
ИКМ 150/240	150, 185, 240	02	A1	M16	02	M16/M12

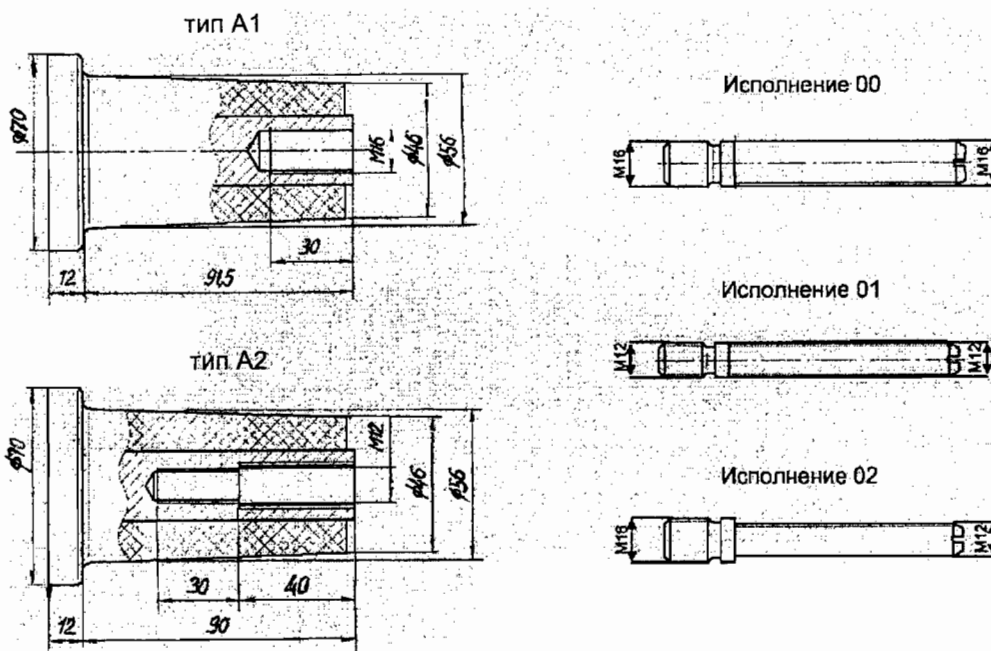


Рисунок 2 - Типы изоляторов концевых муфт - ИКМ

Изоляторы ИКМ адаптированы к концевым муфтам, выпускаемым ЗАО «ПЭМИ» (комплектующихся наконечниками с винтами со срывающимися головками); ЗАО «РайЭнерго» и предназначены к монтажу в КРУЭ типа «Столица-01» «Трансформер» (Россия), КРУЭ RM6 «Schneider Electric» (Франция), КРУЭ типа 8DJ10/8DJ20 «SIEMENS», КРУЭ типа SM6 «Schneider Electric».

Изоляторы ИКМ прошли электрические испытания на соответствие требованиям ТУ 3599-019-04001953-2007. Изоляторы ИКМ сертифицированы в Системе сертификации ГОСТ Р Государственным предприятием «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина», Сертификат соответствия № РОСС RU.MB01.4000.32.

Термоусаживаемый уплотнитель кабельных проходов УКПт 200/60-450

Термоусаживаемый уплотнитель кабельных проходов УКПт 200/60-450 (рисунок 3) применяется для герметизации кабельных проходов диаметром 100 и 150 мм, выполненных из асбестоцементных и пластиковых труб. Основные параметры уплотнителя приведены в таблице 5.

Таблица 5

Основные параметры уплотнителя УКПт 200/60-450

Марка	Внутренний диаметр трубки, мм		Длина термоусаживаемой трубки уплотнителя, мм
	до усадки	после усадки	
УКПт 200/60-450	200	60	450

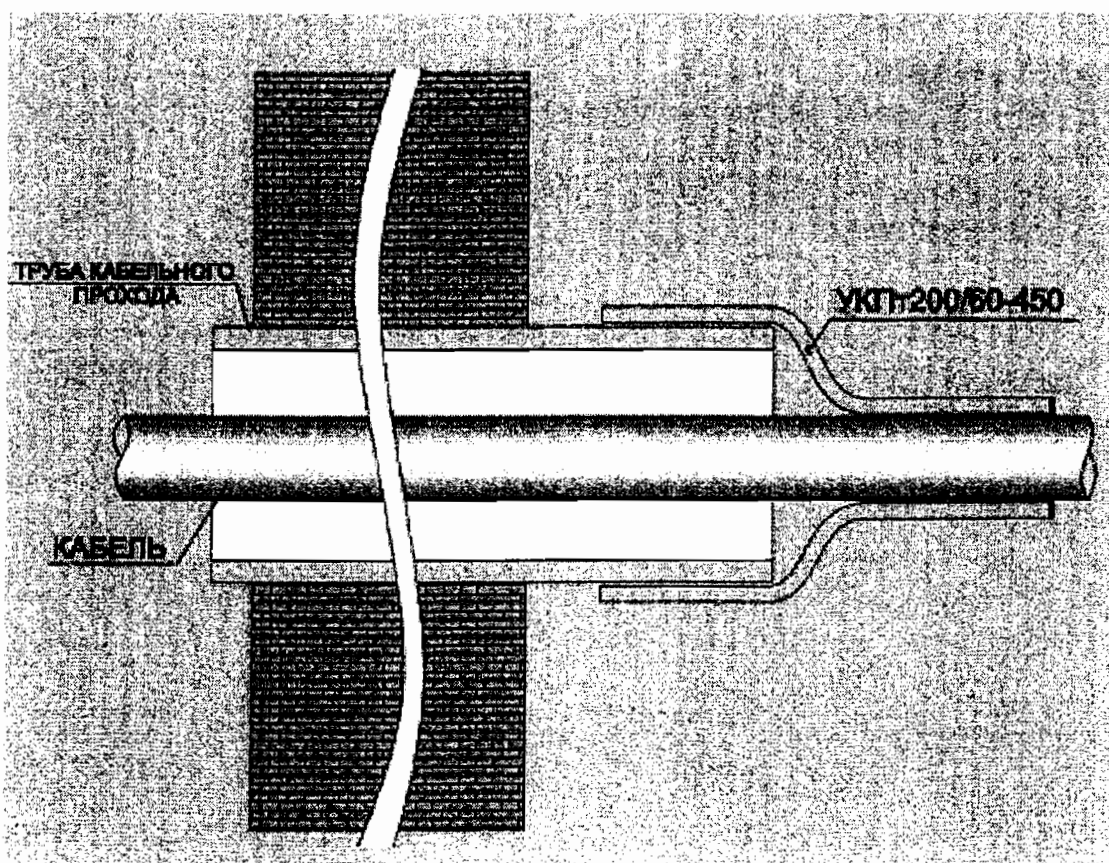


Рисунок 3 - Герметизации кабельных проходов при помощи уплотнителя
УКПт 200/60-450

ФИЛИАЛ ОАО «НТЦ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» - РОСЭП
ИНФОРМАЦИОННЫЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ
по проектированию распределительных электрических сетей

03.04.2008

№ 03.03-2008

/О выпуске ЗАО «МЗВА» устройства
защиты от перенапряжений типа LVA
для ВЛ 0,4 кВ/

Публикуем для сведения проектных и эксплуатационных организаций, что производственным объединением ЗАО «МЗВА» совместно с НПО ЗАО «Полимер-Аппарат» разработаны и выпускаются устройства защиты от перенапряжений нелинейных (УЗПН) типа LVA для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ.

Основание: техническая информация предприятия.

За дополнительной информацией и по вопросу заказа следует обращаться:

ЗАО «МЗВА»

111141, г. Москва, 2-ой проезд Перова Поля, дом 9

Телефоны: (495) 780-51-65

Телефон/факс: (495) 305-58-18

E-mail: info@mzva.ru

Директор НИЦ

А.С. Лисковец

ЗАО «МЭВА»

ЗАО «МЭВА» - предприятие, специализирующееся на разработке и производстве:

- линейной и подстанционной арматуры для воздушных линий электропередачи (ВЛ) и подстанций напряжением 0,4-1500 кВ;
- металлоконструкций для железобетонных и деревянных опор для ВЛ напряжением 0,4-220 кВ;
- линейной арматуры и узлов крепления для воздушных волоконно-оптических линий связи;
- арматуры и металлоконструкций для ВЛ с самонесущим изолированным проводом (СИП) напряжением 0,4 кВ и для ВЛ с защищенными проводами напряжением 6-35 кВ;
- инструмента, приспособлений и других средств малой механизации для монтажа и ремонта ВЛ.

ЗАО «МЭВА» совместно с НПО ЗАО «Полимер-Аппарат» разработал и приступил к производству устройства защиты от перенапряжений типа LVA для воздушных распределительных электрических сетей напряжением 0,4 кВ.

Устройства защиты от перенапряжений типа LVA

Назначение

Около 60 % выхода из строя электрического оборудования происходит в результате возникновения импульсных перенапряжений, которые способны повредить чувствительные элементы техники, привести к возгораниям электрических приборов, что может стать предпосылкой к пожару. Импульсные перенапряжения представляют собой кратковременный скачок напряжения (менее миллисекунды), с амплитудой иногда многократно превышающей номинальное напряжение сети. Причинами импульсных перенапряжений могут являться:

- удар молнии в магистральные провода ВЛ или воздушный ввод в здания;
- удаленный удар молнии сопровождаемый индуктированными перенапряжениями на ВЛ или абонентском ответвлении от ВЛ для ввода в здание;
- процессы, связанные с переключениями трансформаторов и электродвигателей в системах электроснабжения, внезапные изменения нагрузки, отключение защитных автоматических выключателей или разъединителей;

- неустойчивые наводки с неопределенными амплитудами и частотами, которые являются следствием работы, например сварочных аппаратов.

Защита от перенапряжений на ВЛ 0,4 кВ возможна путем установки на фазные проводники устройств защиты от перенапряжений нелинейных (УЗПН) типа LVA-260 и LVA-450 совместного производства ЗАО «МЭВА» и ЗАО «Полимер-Аппарат». Изделия сертифицированы в системе ГОСТ Р и прошли аттестацию ОАО «ФСК ЕЭС».

Конструкция

Устройства типа LVA состоят из ОПН (ограничителя перенапряжений нелинейного) специальной конструкции, соответствующих адаптеров для подключения к изолированным проводам с одной стороны и к заземляющим спускам опор с другой стороны и предназначены для защиты линейной изоляции, а также любого оборудования сетей 0,4 кВ от перенапряжений.

Принцип действия

Принцип действия основан на нелинейности вольтамперной характеристики рабочего элемента устройства (варистора). При рабочем напряжении активные токи через варистор не превышают долей миллиампера, а при перенапряжениях достигают сотен и тысяч ампер. Устройство в нормальном режиме представляет собой разомкнутый ключ. При возникновении импульсного перенапряжения, ключ замыкается и отводит импульсный ток в землю. При возникновении ненормированных воздействий (прямой удар молнии и др.) и повреждении варистора отделитель прерывает цепь заземления ограничителя, устраняя устойчивое короткое замыкание. При этом не происходит повреждения защищаемого оборудования и прерывания питания потребителя.

Основные технические параметры устройства защиты от перенапряжений типа LVA приведены в таблице 1.

Устройства типа LVA целесообразно устанавливать исходя из рекомендаций ПУЭ 7-го издания и ГОСТов серии «Электроустановки зданий» на абонентских ответвлениях от ВЛ, предназначенных для ввода в здания. Кроме того, для защиты изоляции проводов и устранения распространения волн перенапряжений рекомендуется установка этих устройств и на магистральных проводах ВЛ 0,4 кВ с СИП.

УЗПН типа LVA-260 предназначены для защиты абонентских ответвлений, УЗПН типа LVA-450 для магистрали ВЛ 0,4 кВ (таблица 2). Сегодня опытная эксплуатация этих устройств ведется в нескольких отечественных энергосистемах.

Таблица 1

Основные технические параметры устройства защиты от перенапряжений типа LVA

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра	
		LVA-260	LVA-450
1	Заводской тип (марка)	LVA-260	LVA-450
2	Номинальное напряжение сети, кВ	0,4	
3	Номинальная частота, Гц	50	
4	Номинальный разрядный ток, кА	10	
5	Максимальный разрядный ток, кА	40	
6	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение устройства, В (действ.)	260	450
7	Остающееся напряжение, кВ, не более, при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А; - 10000 А; - 20000 А	1,1 1,2 1,5	1,6 1,8 2,2
8	Выдерживаемый импульс тока большой длительности 2000 мкс (ток пропускной способности), А, не менее	300	
9	Способность к рассеиванию энергии расчётного прямоугольного импульса 300 А, Дж/В, не менее	600	1000
10	Ток проводимости, мА, не более	0,5	
11	Масса не более, г	370	

Исполнение LVA-260-4 (LVA-450-4) подходит ко всем прокалывающим зажимам на сечение проводника 25 мм² (диаметр 9 мм), рекомендуется применять зажим ОР-645. В комплект любого исполнения LVA входит медный изолированный заземляющий проводник, площадь сечения проводника 6 мм², длина 1000 мм (рисунок 2). Одной клеммой заземляющий проводник присоединяется болтовым соединением к ОПН (рисунок 1), а другой клеммой, к заземляющему проводнику опоры через болтовое соединение зажима ПС-1-1 (рисунок 3).

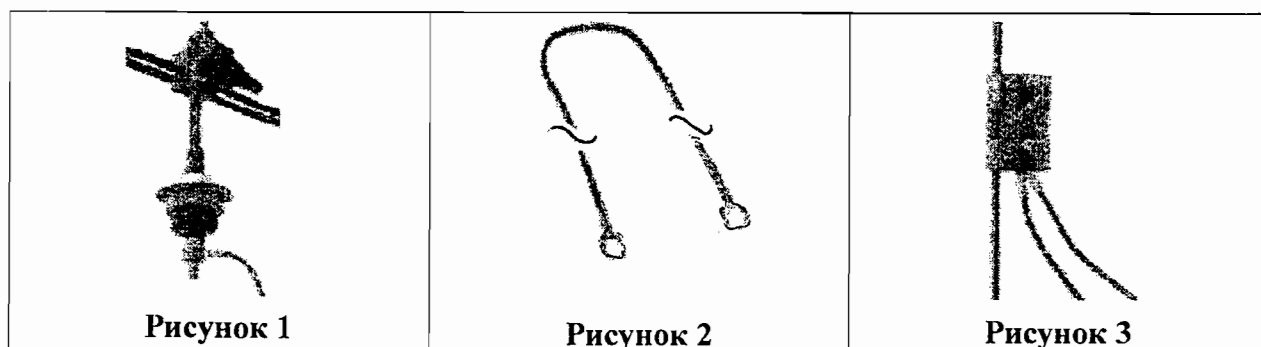





Таблица 2

Внешний вид устройства защиты от перенапряжений типа LVA и тип УЗПН

Внешний вид устройства защиты от перенапряжений	Тип УЗПН, назначение
	LVA-260-1 или LVA-450-1 с алюминиевым фланцем и шпилькой М6.
	LVA-260-2 или LVA-450-2 с зажимом для неизолированного провода 16-35 мм ² . LVA-260-3 или LVA-450-3 с зажимом для неизолированного провода 50-70 мм ² .
	LVA-260-4 или LVA-450-4 с изолированным адаптером для подключения через прокалывающий зажим.

По вопросам информации, публикуемых в РУМ, а также их заказа следует обращаться
по телефонам: (095) 374-71-00, 374-66-09, 374-66-55;
по факсу: (095) 374-66-08 или 374-62-40.

Подписано в печать

«10» апреля 2008 года

Директор



И.П. Уланов

Ответственный за выпуск



А.С. Лисковец

Формат 60x84/8

Учетн.-изд. Лист 10.6

Тираж 350 экз.

Зак. № 6

Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - РОСЭП

111395, Москва, Аллея Первой Маевки, 15

тел. 374-71-00, 374-66-09

факс 374-66-08, 374-62-40