

ОТРАСЛЕВЫЕ РУКОВОДЯЩИЕ ДОКУМЕНТЫ

Н О Р М Ы

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-750 кВ

ГКД 341.004.001-94

Министерство энергетики и электрификации Украины
(Минэнерго Украины)

Киев 1994

УДК 621.311

РАЗРАБОТАНО: институтом "Укрэнергосетьпроект" Минэнерго Украины
институтом "Укрсельэнергопроект" Минэнерго Украины
институтом "Укргипроэнерго" Минэнерго Украины

ВНЕСЕНО И
ПОДГОТОВЛЕНО К
УТВЕРЖДЕНИЮ: ассоциацией "Энергопроект" Минэнерго Украины

УТВЕРЖДЕНО: Министерством энергетики и электрификации Украины
05 сентября 1994 г. и введены в действие с
01 января 1995 г.

СОГЛАСОВАНО: Минприроды Украины, ассоциацией "Энергопроект" Мин-
энерго Украины, Управлением электрификации и элек-
трических сетей Минэнерго Украины, Управлением ве-
домственной военизированной охраны Минэнерго Украины

С введением в действие ГКД 341.004.001-94 утрачивают силу на территории Украины "Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ (издание 3-е, переработанное и дополненное), ОНТП 5-78, Минэнерго СССР" и "Типовые материалы для проектирования N 407-03-456.87 "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций".

НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

ГКД 341.004.001-94

ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ВЫСШИМ

НАПРЯЖЕНИЕМ 6-750 кВ

Вводятся впервые

Настоящие Нормы устанавливают основные требования по технологическому проектированию подстанций (ПС) переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. Нормы развивают и дополняют требования Правил устройства электроустановок (ПУЭ) применительно к специфике ПС.

Нормы распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые ПС, распределительные устройства (РУ) и переключательные пункты 35-750 кВ, а также трансформаторные ПС (ТП) и распределительные пункты (РП) 6-10 кВ городских и сельскохозяйственных электрических сетей.

Нормы не распространяются на передвижные ПС, РУ электростанций, а также на специальные РУ и ПС, регламентируемые особыми техническими условиями.

Указания настоящих Норм являются обязательными при проектировании объектов, вне зависимости от форм собственности и ведомственной принадлежности этих объектов.

При реконструкции ПС, РУ, переключательных пунктов, ТП и РП допускаются обоснованные и согласованные в установленном порядке отступления от Настоящих Норм, учитывающие существующие схемы электрических соединений, состав и компоновки оборудования, конструкции зданий и вспомогательных сооружений. Указанные отступления не распространяются на требования, связанные с техникой безопасности, пожаро- и взрывобезопасностью, экологией, промсанитарией.

При проектировании ПС и РУ напряжением 35 кВ и выше промышленных предприятий, а также РУ 35 кВ и выше тяговых ПС необходимо руковод-

ствоваться настоящими Нормами, а также соответствующими специальными нормами в той мере, в какой специальные нормы не противоречат настоящим Нормам.

Термины и определения основных понятий приведены в обязательном приложении 6.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Проектные решения конструктивно-компоновочной части и генерального плана ПС*) должны приниматься с учетом конечной схемы развития ПС, определяемой по оценке перспективы, сложившейся к началу проектирования.

1.2. Проектирование ПС должно выполняться на основании документов, предусмотренных Земельным Кодексом Украины (решений Советов соответствующих уровней) об изъятии (выкупе) земель у их пользователей (владельцев) для намечаемого строительства.

1.3. Проектирование, как правило, выполняется с использованием следующих исходных данных:

- требования по присоединению ПС к энергосистеме;
- требования по подключению к инженерным сетям и коммуникациям;
- требования землевладельцев или землепользователей, относящиеся непосредственно к ПС;

архитектурно-планировочные требования:

- нагрузки с распределением по этапам развития ПС, напряжениям и категориям;

- номинальные напряжения трансформаторов**);

- предварительные данные о числе и мощности трансформаторов;

- требования к схеме электрических соединений ПС;

*) Здесь и далее под словом "ПС" подразумеваются ПС, ТП, РП и переключательный пункт, кроме специально оговоренных.

необходимость и способы регулирования напряжения на шинах ПС;
 необходимость, вид, количество и мощность источников реактивной мощности;

число, конструктивное исполнение и нагрузки отходящих линий электропередачи напряжением 10-750 кВ***);

режимы заземления нейтралей трансформаторов;

число, мощность и схемы присоединения шунтирующих реакторов и других защитных средств для ограничения перенапряжений в сетях 110 кВ и выше;

необходимость установки автоматической частотной разгрузки;

требования к системной автоматике;

требования к АС У ТП и диагностике;

требования по средствам диспетчерского и технологического управления;

требования к учету электроэнергии;

расчетные значения токов короткого замыкания с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок не менее 10 лет от ожидаемого ввода ПС в эксплуатацию;

необходимость и способ плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ, отходящих от ПС;

необходимость организации военизированной охраны на ПС;

**) Здесь и далее под словом "трансформатор" подразумевается и автотрансформатор.

***) Здесь и далее под напряжением 10 кВ подразумевается напряжение 6 и 10 кВ, а также 15.75 кВ собственных нужд ПС.

ративно-диспетчерского управления;

климатические условия в районе размещения проектируемой ПС;

уровень загрязнения атмосферы в районе размещения проектируемой ПС.

форма и структура ремонтно-эксплуатационного обслуживания и опе-

1.4. Источниками исходных данных могут быть:

схемы развития энергосистем (электрических сетей) или схемы внешнего электроснабжения объектов;

технические условия энергоснабжающей организации;

материалы по согласованию изъятия (выкупа) земель и другие данные заинтересованных организаций;

техническое задание заказчика и др.

В случае невозможности получения необходимых данных из перечисленных источников или наличия устаревших данных, эти данные определяются в самостоятельных разработках на стадии, предшествующей конкретному проектированию.

2. СХЕМЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ

2.1. Схемы принципиальные электрические РУ и ПС напряжением 10-750 кВ

2.1.1. Схемы принципиальные электрические РУ выбираются с учетом рекомендаций схем развития энергосистем или других работ по развитию электрических сетей.

Схемы принципиальные электрические РУ 35 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от схемы, предусмотренной проектом, к конечной схеме с учетом этапов развития ПС.

2.1.2. Для вновь сооружаемых ПС 35-750 кВ должны предусматриваться схемы РУ, приведенные в табл. 1 и 2.

Для ТП и РП 10 кВ должны применяться схемы РУ, приведенные в табл. 3.

Применение схем, отличных от приведенных в табл. 1-3, допускается при реконструкции ПС при наличии обоснования.

Схемы принципиальные электрические РУ 10-750 кВ, предназначенные

для ПС 35-750 кВ, и схемы ТП и РП 10 кВ приведены в обязательном приложении 1.

Схемы РУ с применением КРУЭ должны решаться отдельно при конкретном проектировании.

2.1.3. Схемы мостика применяются, как правило, с ремонтной перемычкой. При соответствующем обосновании ремонтную перемычку допускается не предусматривать.

2.1.4. В полуторной схеме при числе присоединений более 8, а также по условиям сохранения устойчивости энергосистемы должна проверяться необходимость секционирования сборных шин.

2.1.5. В качестве первого этапа развития схем мостика рекомендуется:

при одной линии и одном трансформаторе - блок линия-трансформатор с одним выключателем;

при двух линиях и одном трансформаторе - мостик с установкой одного или двух выключателей (в зависимости от схемы сети).

В качестве первого этапа развития схемы четырехугольник рекомендуется:

при одной линии и одном трансформаторе - блок линия-трансформатор с двумя взаиморезервирующими выключателями;

при двух линиях и одном трансформаторе - схема треугольник.

2.1.6. При развитии РУ от схемы четырехугольник к схеме трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя вопрос сохранения или демонтажа разъединителей в цепи линий решается в конкретном проекте ПС.

2.1.7. При развитии РУ от схемы трансформаторы-шины с присоединением линии через два выключателя к полуторной схеме допускается применение схемы трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий.

2.1.8. Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах

РУ одного напряжения должно быть не более:

двух - при повреждении линии;

четырёх - при повреждении трансформатора.

2.1.9. В случае установки, при соответствующем обосновании, на линии 330 кВ и выше второго комплекта трансформаторов напряжения, присоединение каждого комплекта должно осуществляться через разъединитель.

2.1.10. На стороне низшего напряжения (НН) ПС 35-750 кВ, а также на стороне 0.4 кВ ТП 10 кВ должна предусматриваться отдельная работа трансформаторов.

2.1.11. Установка предохранителей на стороне высшего напряжения (ВН) силовых трансформаторов 35 кВ и выше не допускается.

2.1.12. В РУ 10 кВ и выше стационарные заземляющие ножи должны размещаться таким образом, чтобы исключить необходимость применения переносных заземлений и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземляющими ножами со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай выведения заземляющих ножей в ремонт должны быть предусмотрены вторые комплекты заземляющих ножей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземляющим ногам со стороны линии линейных разъединителей (в схемах при отсутствии обходной системы шин) и к заземляющим ногам, установленным как самостоятельные аппараты отдельно от разъединителей.

2.1.13. Применение переносных защитных заземлений допускается предусматривать только в случаях:

при работах на линейных разъединителях, конденсаторах связи, высокочастотных заградителях;

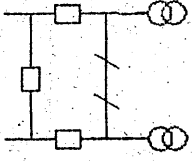
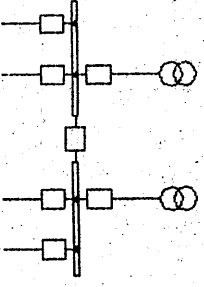
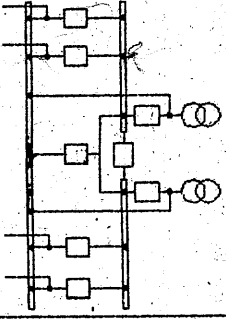
на участках схемы, где заземляющие ножи установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземляющих ножей;

ПЕРЕЧЕНЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СХЕМ РУ 35-750 кВ

Таблица 1

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы		Дополнительные условия применения схемы
			Напряжение, кВ	Сторона отходящих линий	
110-1 150-1 220-1 330-1	Два блока линия-трансформатор с разветвлениями		110-330	ВН	1. Тупиковые ПС, расположенные в районах с экранированной опти- ческой линией без оптимальности. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питания до конца или перехода телемехани- ческого управления.
35-2 110-2 150-2 220-2	Два блока линия-транс- форматор с выключате- лями и неоднотипными схем парами со старыми линиями		35-220	ВН	Тупиковые и оптимальные ПС
110-3 150-3 220-3	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонт- ной парами со сто- роны линий		110-220	ВН	1. Проходные ПС, при необходимости секционирования линий. 2. При мощности трансформаторов до 63 МВА включительно.

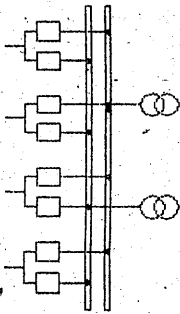
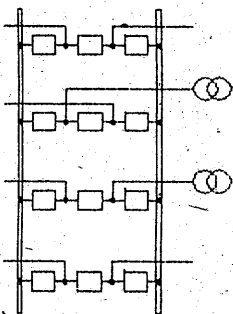
Продолжение табл. 1

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы		Дополнительные условия применения схемы
			Напряжение, кВ	Сторона	Число отхо- дящих линий
35-4 110-4 150-4 220-4	Мостик с выключателями в цепях трансформато- ров и ремонтной пере- мычкой со стороны трансформаторов		35-220	ВН	2
35-5	Одна секционированная выключателем система шин		35	ВН СН НН	3 и более
110-6 150-6 220-6	Одна рабочая, секцион- ированная выключателем и обходная системы шин		110-220	ВН	3 - 6

Продолжение табл. 1

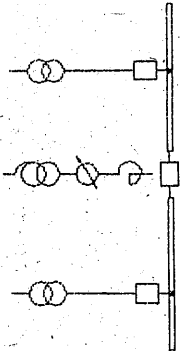
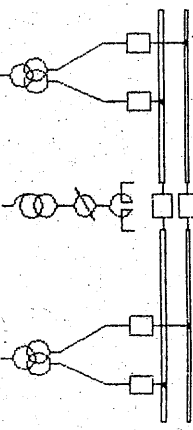
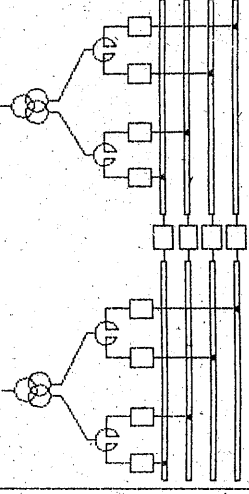
Шифр схемы	Назначение схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы			Дополнительные условия применения схемы
			Напряжение, кВ	Сторона	Число отхо- дящих линий	
110-7 150-7 220-7	Для работы и обходной системы шин		110-220	СН	до 12	1. Для ПС с АТ до 2x200 (2x400) МВ·А. 2. Для ПС с АТ 4x200 (4x250) МВ·А допущается применение двух отдельных РУ (на каждую пару АТ).
110-8 150-8 220-8	Для работы, секцион- ированные выключателями, и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шинносоединитель- ными выключателями		110-220	СН	более 12	1. При необходимости снижения токов короткого замыкания. 2. Для ПС с АТ 4x200 (4x250) МВ·А.
330-9 500-9 750-9	Четырехзвучный		330-750	ВН	2	1. Проходные ПС при необходимости секционирования трансформаторной линии. 2. При мощности трансформаторов 125 МВ·А для 220 кВ и любой мощности для 330 кВ и выше.

Таблица 1

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы		Дополнительные условия применения схемы
			Напряжение, кВ	Сторона	
330-10	Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя		330-750	ВН СН	До 4
500-10					
750-10					
330-11	Полупотрону		330	СН	1. При числе присоединений 8 и более. 2. Парные линии и трансформаторы должны подключаться со стороны разных систем шин и в разные цепочки.

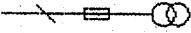
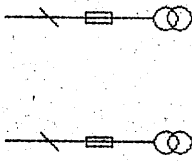
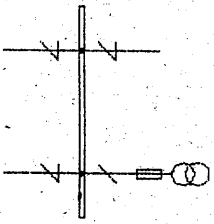
ПЕРЕЧЕНЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СХЕМ РУ 10 кВ ДЛЯ ПС 35-330 кВ

Таблица 2

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Дополнительные условия применения схемы
10-1	Одна обмоточная, секционированная выключателем, система шин		При двух трансформаторах с нерасщепленной обмоткой 10 кВ без реакторов или с обмоточными реакторами
10-2	Две обмоточные, секционированные выключателем, система шин		При двух трансформаторах с расщепленной обмоткой 10 кВ без реакторов или с обмоточными реакторами, либо с нерасщепленной обмоткой и обмоточными реакторами
10-3	Четыре обмоточные, секционированные выключателем, система шин		При двух трансформаторах с расщепленной обмоткой 10 кВ и обмоточными реакторами

ПЕРЕЧЕНЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СХЕМ РУ 10 кВ ДЛЯ ТП И РП

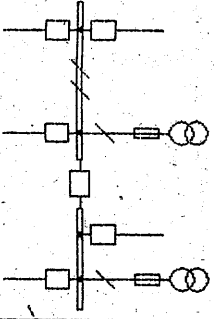
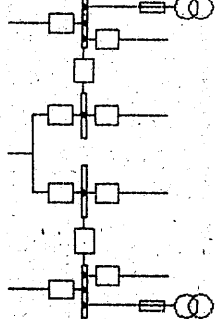
Таблица 3

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы			Дополнительные условия применения схемы
			Количество трансформаторов	Количество линий	Отходящих	
ТП-1	Блок линия-трансформатор		1	1	-	1. Туловищные и отходящие ТП. 2. При соответствующем оснащении вместо разъединителя может устанавливаться выключатель нагрузки.
ТП-2	Два блока линия-трансформатор		2	2	-	При соответствующем оснащении вместо разъединителей могут устанавливаться выключатели нагрузки
ТП-3	Одна несекционированная система шин		1	до 2	0-1	1. Проходные ТП с односторонним питанием. 2. В цепи трансформатора вместо разъединителя может устанавливаться выключатель нагрузки.

Продолжение табл. 3

Шифр схемы	Назначение схем	Условное изображение схем	Область применения схемы			Дополнительные условия применения схемы
			Количество трансфор- маторов	Количество Питателей	Количество Линий Отходящих	
ТП-4	Одна секционированная разъединителями система шин		2	2	0-2	1. Проходные ТП с двусторонним питанием. 2. Вместо секционных разъединителей и разъединителей в цепях трансформаторов могут устанавливаться выключатели нагрузки.
ТП-5	Одна секционированная разъединителями система шин с трансформаторными питающими линиями		2	2	0-2	
РП-1	Одна секционированная выключателями система шин		2	2	до 10	

Продолжение табл. 3

Шифр схемы	Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения схемы			Дополнительные условия применения схемы
			Количество трансфор- маторов	Количество питающих	Оптовых	
РП-2	Одна секционированная выключателем с дополни- тельным секциониро- ванием разъединителями система шин		2	2	до 15	
РП-3	Одна четырехсекционная система шин с тремя питающими линиями и двумя секционными выключателями		2	2	до 15	

Примечания:

1. На схемах условно показаны только те разъединители, которые используются в качестве коммутационных аппаратов.
2. Условным знаком  обозначен выключатель нагрузки.

для защиты от наведенного напряжения;

в действующих установках, где заземляющие ножи не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции электроустановки.

2.1.14. С целью достижения наиболее экономичных унифицированных решений, организации заводского изготовления комплектных ПС или отдельных блоков рекомендуется для ПС 35-330 кВ массового строительства использовать схемы, приведенные в рекомендуемом приложении 2.

2.2. Выбор количества, мощности и схемы присоединения силовых трансформаторов и реакторов

2.2.1. На ПС 35-750 кВ, принимается, как правило, установка двух трансформаторов.

Установка более двух трансформаторов принимается:

при необходимости двух средних напряжений (СН) на ПС;

при отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности;

при соответствующих обоснованиях.

В первых двух случаях трансформаторы, как правило, присоединяются на стороне ВН попарно в одно присоединение, а на стороне СН и НН - на разные секции СН и НН. При установке по одному трансформатору с разными СН они подключаются на стороне ВН как разные присоединения.

В начальный период эксплуатации допускается установка одного трансформатора при условии обеспечения требований к электроснабжению потребителей.

Допускается применение однитрансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей средствами сетевого резервирования.

2.2.2. На ТП 10 кВ принимается, как правило, установка одного трансформатора.

Установка двух трансформаторов принимается на ТП 10 кВ:

при питании электропотребителей I категории и электропотребителей II категории, не допускающих перерыва электроснабжения более чем на 0.5 часа;

при питании электропотребителей II категории при расчетной нагрузке 250 кВт и более.

2.2.3. На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы.

При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений, допускается применение группы однофазных трансформаторов, либо двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности.

2.2.4. При установке на ПС одной группы однофазных трансформаторов предусматривается резервная фаза.

При двух группах необходимость установки резервной фазы определяется при соответствующем обосновании.

Замена вышедшей из работы фазы на резервную осуществляется, как правило, путем перекатки.

2.2.5. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их длительно допустимой перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

При росте нагрузки трансформатора сверх допустимого уровня увеличение мощности ПС производится путем замены трансформаторов на более мощные. Установка дополнительных трансформаторов должна быть обоснована.

Единичная мощность трансформаторов в ТП и РП 10 кВ, питающих сети 0.4 кВ населенных пунктов, не должна превышать 630 кВ.А.

2.2.6. На ПС 35 кВ и выше должны устанавливаться трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Допускается применение трансформаторов без РПН, если регулирование напряже-

ния на ПС осуществляется другими средствами.

2.2.7. Трансформаторы напряжением 10 кВ принимаются с переключением ответвлений без возбуждения (ПВВ). Применение трансформаторов с РПН должно быть обосновано.

2.2.8. При питании электропотребителей (кроме собственных нужд) от обмотки НН автотрансформаторов для независимого регулирования напряжения следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов, за исключением случаев, когда уровень напряжения обеспечивается другими способами.

При питании электропотребителей от обмоток СН и НН трехобмоточных автотрансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии обоснования может предусматриваться установка линейных регулировочных трансформаторов на одной из сторон трансформатора.

2.2.9. На ТП и РП 10 кВ, от которых питаются преимущественно однофазные электропотребители (в том числе коммунально-бытовые), трансформаторы мощностью до 160 кВ.А включительно рекомендуется принимать со схемой соединения обмоток "звезда-зигзаг" с выведенной нейтралью обмотки НН.

2.2.10. При установке на ПС однофазных шунтирующих реакторов 500 и 750 кВ, как правило, предусматривается резервная фаза реактора на каждом напряжении. Отказ от установки резервной фазы должен быть обоснован.

Замена вышедшей из работы фазы реактора осуществляется путем перекатки.

2.2.11. При установке в РУ 10-15 кВ токоограничивающих реакторов степень ограничения токов КЗ определяется с учетом применения наиболее легкой аппаратуры, кабелей и проводников, а также допустимых колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках.

Токоограничивающие реакторы устанавливаются в цепях вводов тран-

сформаторов. Отходящие линии выполняются, как правило, неактивными.

2.2.12. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 10 и 35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

Дугогасящие реакторы 35 кВ присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов. На напряжении 10 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключенного к сборным шинам через выключатель.

2.3. Выбор высоковольтного оборудования и токоведущих частей

2.3.1. При выборе электрооборудования всех видов и напряжений и ошиновки по номинальным параметрам необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, перегрузочную способность оборудования, а также условия окружающей среды.

2.3.2. Оборудование и ошиновка в цепи трансформатора должны выбираться, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов, предусмотренных конечной схемой ПС. При этом, в цепях ВН и СН трехобмоточных трансформаторов (кроме СН напряжением 35 кВ и ниже) и ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по нагреву производится по току допустимой перегрузки трансформатора, устанавливаемого в перспективе.

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН, напряжением 35 кВ и ниже, и НН выбор оборудования и ошиновки следует производить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора.

2.3.3. При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35-330 кВ за

расчетный ток следует принимать максимально допустимый ток ВЛ по условию нагрева проводов при минимальной расчетной температуре окружающей среды. При этом рекомендуется учитывать допустимую перегрузочную способность оборудования.

При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 500-750 кВ за расчетный следует принимать ток максимальной перспективной нагрузки.

Количество типоразмеров ошиновки РУ должно быть минимальным.

2.3.4. На ПС с КРУЭ должен предусматриваться резерв оборудования в объеме одной ячейки на каждый класс напряжения ПС в виде складского резерва.

2.3.5. На реконструируемых ПС рекомендуется предусматривать оборудование аналогичное установленному при наличии его в производстве.

2.3.6. При установке ограничителей перенапряжения (ОПН) на ПС необходимо предусматривать резервную фазу ОПН на каждом классе напряжения.

3. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

3.1. Число комплектов вентильных разрядников 10-500 кВ, их тип и место установки выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ в отношении допустимых расстояний между защитным аппаратом и защищаемым оборудованием и учета защиты распределительных устройств от прямых ударов молнии.

Выбор числа комплектов ограничителей перенапряжений 10-750 кВ и разрядников 750 кВ, их тип и место установки должны решаться на основании соответствующих расчетов.

Молниезащита РУ 10-500 кВ должна выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ. При отклонении реальных условий от принятых в ПУЭ расчетные схемы молниезащиты РУ 10-500 кВ должны уточняться на основании соответствующих расчетов.

Молниезащита РУ 750 кВ должна выполняться на основании расчетов.

3.2. При присоединении к РУ 35-220 кВ только кабельных линий защита оборудования ПС от грозовых перенапряжений с помощью вентильных разрядников (ограничителей перенапряжения) не требуется, за исключением обмоток трансформаторов, для которых защитные аппараты должны устанавливаться по условию защиты от внутренних перенапряжений при отключении трансформаторов.

3.3. При наличии на присоединениях трансформаторов на стороне 10 кВ токоограничивающих реакторов, для защиты изоляции оборудования вентильные разрядники должны устанавливаться на шинах 10 кВ, независимо от наличия разрядников у трансформаторов.

3.4. Для компенсации зарядной мощности ВЛ 500-750 кВ и ограничения повышений напряжения сверх допустимых величин следует устанавливать шунтирующие реакторы, которые также снижают уровень коммутационных перенапряжений и облегчают гашение разрядниками дуги сопровождающего тока.

Необходимость установки в нейтрали шунтирующего реактора компенсационного реактора определяется расчетом как по условиям обеспечения погасания дуги в месте короткого замыкания, так и по условиям предотвращения резонансных перенапряжений в неполнофазных режимах работы ВЛ. Компенсационный реактор может вводиться в работу на заданное время автоматически при срабатывании защит ВЛ, либо быть введенным в работу постоянно.

При длине ВЛ 500 кВ менее 250 км и ВЛ 750 кВ менее 300 км установка компенсационных реакторов не требуется.

3.5. Необходимость установки вентильных разрядников (ограничителей перенапряжений) и их тип на вводах ВЛ 330-750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяется расчетом. Для коротких линий 330 и 500 кВ (до 200 км) установка разрядников не требуется. Под длиной линии подразумевается ее протяженность между соседними

ПС с мощностью подпитки КЗ на шинах ПС со стороны системы выше 3 МВ.А. При этом мощность, поступающая по рассматриваемой линии, не учитывается.

При отсутствии разрядников на линии и применении трехфазного АПВ на линии для защиты от коммутационных перенапряжений в цикле АПВ должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения электромагнитного типа. При длине линии до 200 км достаточно наличие комплекта трансформаторов напряжения электромагнитного типа с одной стороны.

3.6. На вводах обмоток высшего напряжения трансформаторов 750 кВ, а также на вводах шунтирующих реакторов 500 и 750 кВ должны устанавливаться вентильные разрядники комбинированного типа или ограничители перенапряжений.

3.7. В нейтрали обмоток трансформаторов 110 кВ и выше, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны устанавливаться коммутационные аппараты (с ручным или автоматическим управлением) и защищены разрядниками либо специальными ограничителями перенапряжений.

3.8. Заземляющее устройство ПС выполняется с соблюдением требований ПУЭ и системы государственных стандартов безопасности труда.

3.9. При необходимости, в качестве мероприятия для снижения сопротивления заземляющего устройства ПС, рекомендуется сооружение выносного заземлителя с соблюдением следующих требований:

3.9.1. Выносной заземлитель сооружается в местах с низким удельным сопротивлением грунтов и недоступных для частого пребывания людей и животных (заболоченные места, заброшенные участки лугов, поймы рек, водоемы, пруды, впадины с рыхлыми отложениями).

3.9.2. Выносной заземлитель выполняется в виде горизонтального контура (с вертикальными заземлителями или без них) в форме многоугольника с тупыми или скругленными углами и прокладываются на глуби-

не менее 1 м.

Для ПС напряжением 10-35 кВ выносной заземлитель допускается выполнять в виде многоугольника любой формы или в виде лучевых заземлителей и прокладывать на глубине не менее 0.5 м.

3.9.3. Соединение выносного заземлителя с конструкцией заземляющего устройства ПС осуществляется с помощью горизонтальных заземлителей, а также воздушными или кабельными линиями. Удаленность выносного заземлителя от искусственного заземлителя ПС при их соединении горизонтальными заземлителями не должна превышать 0.5 км, а при соединении воздушными или кабельными линиями - 2 км.

Количество горизонтальных заземлителей должно быть не менее двух. Прокладка их осуществляется на глубине не менее 1 м. Число и сечение проводов или жил кабеля выбирается, исходя из требования, чтобы продольное сопротивление линии было меньше сопротивления выносного заземлителя.

3.9.4. При устройстве выносного заземлителя должны быть предусмотрены меры по защите людей и животных от поражения электрическим током в результате прикосновения к его токоведущим неизолированным частям. Для этого необходимо, чтобы линия была изолирована от земли на напряжение не менее напряжения на заземляющем устройстве и исключена возможность прикосновения к проводнику, соединяющему линию с выносным заземлителем.

Кабельная линия должна подключаться к локальному заземлителю под землей. Место соединения конца кабеля с заземлителем в целях защиты от коррозии должно изолироваться.

3.10. Тросовые молниеотводы ВЛ 110 кВ и выше, как правило, присоединяются к заземленным конструкциям ЗРУ или закрытой ПС. Тросовые молниеотводы ВЛ 35 кВ разрешается присоединять к заземленным конструкциям ЗРУ при тех же условиях, как и для ОРУ.

Если по условиям сопротивления земли в грозовой период и площади

заземляющего контура ПС присоединение тросов к заземленным конструкциям ЗРУ не допускается, то защита последнего пролета ВЛ может осуществляться с помощью стержневого молниеотвода, устанавливаемого на ближайшей к ЗРУ опоре или около опоры.

3.11. В зданиях закрытых ПС по внутреннему периметру стен помещений, где имеется подлежащее заземлению оборудование, должны прокладываться заземляющие магистрали, к которым присоединяется все электрооборудование и металлоконструкции. Указанные магистрали следует присоединять сваркой к закладным изделиям, соединенным с арматурой несущих колонн здания. Закладные изделия должны быть выполнены на колоннах на каждом этаже, где имеется подлежащее заземлению оборудование. На первом или цокольном этаже закладные изделия соединяются сваркой с заземляющим контуром ПС.

3.12. При невозможности использования арматуры железобетонных колонн здания в качестве элемента заземляющего устройства, магистрали заземления, прокладываемые по стенам каждого этажа здания, должны объединяться вертикальными магистралями заземления, прокладываемыми по стенам зданий с верхнего этажа до отметки заземляющего контура и соединенными с ним. Указанные вертикальные магистрали следует одновременно использовать как элемент токоотвода, соединяющий молниеприемную сетку или молниеотводы на крыше здания с заземляющим контуром.

3.13. На первом этаже или в подвале здания закрытой ПС при отсутствии железобетонного пола и наличии там оборудования в пределах его расположения прокладываются продольные и поперечные полосы. Их прокладка должна выполняться непосредственно в земле или бетоне при заливке им пола.

Специального выравнивания потенциала на втором и более высоких этажах закрытой ПС не требуется.

3.14. В проектах ПС с выключателями, имеющими емкостное шунтирование дугогасительного устройства или отделителя, должны предусмат-

риваться меры и устройства по предотвращению явлений феррорезонанса, вызывающих повреждение трансформаторов напряжения электромагнитного типа.

3.15. При установке на ПС 110 кВ и выше аппаратуры на микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе необходимо предусматривать мероприятия по ограничению импульсных и ВЧ помех во вторичных цепях.

4. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

4.1. Электроприемниками собственных нужд являются электроприемники, расположенные, как правило, на территории ПС.

Питание сторонних электропотребителей от сети собственных нужд ПС 35 кВ и выше не допускается.

4.2. В качестве источников питания собственных нужд ПС 35 кВ и выше являются:

трансформаторы собственных нужд;

аккумуляторные батареи;

автоматизированные дизель-электрические станции;

системы гарантированного электропитания.

4.3. На ТП 10 кВ электроприемники собственных нужд питаются от сборных шин 0.4 кВ, а на РП 10 кВ - от трансформаторов собственных нужд.

4.4. На ПС 35 кВ и выше следует устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

На ПС 330 кВ и выше следует предусматривать автоматическое резервирование питания собственных нужд от независимого источника питания.

На двухтрансформаторных ПС 35-750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два трансформа-

тора собственных нужд с питанием одного из них от независимого источника питания.

На двухтрансформаторных ПС 35-220 кВ с постоянным оперативным током в начальный период их работы с одним трансформатором при отсутствии на них СК, воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один рабочий трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

Для однострансформаторных ПС питание второго трансформатора собственных нужд обеспечивается от независимого источника питания.

При подключении одного из трансформаторов собственных нужд к внешнему независимому источнику питания необходимо выполнять проверку на предмет отсутствия недопустимого сдвига фаз.

4.5. Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов (щита) собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, разным секциям РУ и т.п.).

На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии шкафов управления оперативным током (ШУОТ) трансформаторы собственных нужд должны присоединяться к шинам РУ 10-35 кВ, а при отсутствии РУ 10-35 кВ - к обмотке НН силовых трансформаторов.

На ПС с переменным или выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем. На ПС 35 кВ с переменным оперативным током допускается присоединение трансформатора собственных нужд к питающей линии 35 кВ до выключателя.

Не допускается присоединение трансформаторов собственных нужд к силовым трансформаторам либо обмоткам силовых трансформаторов, от которых питаются нагрузки с резкопеременной ударной нагрузкой.

4.6. Расчетная нагрузка для определения мощности трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками в ра-

зных режимах работы ПС с учетом коэффициента спроса. При этом допускается использовать перегрузочную способность трансформаторов, работающих в схемах с неявным резервированием и только на ПС с постоянным дежурством персонала.

При применении на ПС выпрямительных устройств питания соленоидов включения выключателей мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться с учетом его перегрузочной способности при протекании кратковременного тока включения выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения или группы выключателей при ЧАПВ. В этом режиме допустима двойная перегрузка трансформатора собственных нужд.

4.7. Трансформаторы собственных нужд 10-35 кВ принимаются, как правило, с переключением ответвлений без возбуждения.

Допускается, при соответствующем обосновании, установка трансформаторов с РПН либо применение других средств для регулирования или стабилизации напряжения.

4.8. Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью.

4.9. В зависимости от конкретных условий на ПС могут быть один, два и более щитов 380/220 В собственных нужд переменного тока.

На ПС 330 кВ и выше допускается в качестве дополнительных щитов собственных нужд использовать КТП 10/0,4 кВ наружной или внутренней установки.

Расположение щитов собственных нужд осуществляется по принципу территориальной близости к приемникам собственных нужд и удобства их обслуживания.

4.10. Шины 380/220 В щита собственных нужд секционируются нормально отключенными автоматическими выключателями с устройством АВР двухстороннего действия.

4.11. Электроприемники собственных нужд, отключение которых приводит к частичному или полному отключению ПС, к аварии или поврежде-

нию основного оборудования, должны иметь питание от разных секций щита 380/220 В с АВР. Восстановление питания приемников собственных нужд, допускающих кратковременный перерыв в электроснабжении (например, до приезда выездной бригады), допускается предусматривать вручную.

4.12. В закрытых РУ и в других помещениях с технологическим оборудованием следует предусматривать щитки переменного и постоянного (при наличии аккумуляторной батареи) тока с розетками и клеммами для возможности присоединения испытательных и наладочных установок, сварочных аппаратов и др.

4.13. Освещение на ПС подразделяется на рабочее и аварийное.

Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещения. Аварийное освещение предусматривается только на ПС с оперативным постоянным током.

Ремонтное освещение следует предусматривать в помещениях с технологическим оборудованием от розеточной сети 12 В, питающейся от стационарных трансформаторов.

В ТП и РП 10 кВ в качестве ремонтного освещения допускается использовать переносные осветительные приборы напряжением до 12 В.

Места установки и схема подключения сети аварийного освещения принимаются в соответствии с требованиями ПУЭ.

5. О П Е Р А Т И В Н Ы Й Т О К

5.1. На ПС должен применяться постоянный, выпрямленный и переменный оперативный ток.

Для всех присоединений РУ 10 кВ и выше на ПС должен применяться, как правило, один вид оперативного тока. На реконструируемых ПС, когда система оперативного тока на существующей части ПС не может быть использована для вновь устанавливаемого оборудования, допускается

использование смешанной системы оперативного тока.

5.2. Помещения ПС, предназначенные для ремонта и технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, должны иметь вводы цепей всех применяемых на ПС систем оперативного тока.

5.3. Питание оперативных цепей всех присоединений ПС 35 кВ и выше, должны быть "кольцевыми" (двухсторонними) с секционирующим неавтоматическим коммутационным аппаратом.

5.4. На ПС, оборудованных электромагнитной блокировкой, независимо от вида оперативного тока должны предусматриваться выпрямительные установки для питания цепей этой блокировки.

5.5. Постоянный оперативный ток с питанием от аккумуляторных батарей должен применяться:

на ПС 330-750 кВ;

на ПС 110-220 кВ с распределительными устройствами этих напряжений со сборными шинами;

на ПС 110-220 кВ с воздушными выключателями независимо от схемы РУ этих напряжений;

на ПС с КРУЭ;

на ПС 110-220 кВ с числом масляных выключателей с электромагнитными приводами более двух, а при пружинных или пневматических приводах - более трех.

На ПС 110-220 кВ без выключателей на ВН либо с количеством выключателей 110-220 кВ не более трех допускается применение постоянного оперативного тока с питанием от шкафов ШУОТ:

при использовании высокочастотной аппаратуры защит и противоаварийной автоматики на выключателях 110-220 кВ;

при применении высокочастотной аппаратуры приема и передачи отключающих импульсов.

Питание электромагнитов включения выключателей с электромагнитными приводами в данных случаях осуществляется от выпрямительных ус-

тройств.

5.6. В качестве источника постоянного оперативного тока для ПС используются аккумуляторные батареи на напряжение 220 В, работающие в режиме постоянного подзаряда.

На ПС 110-330 кВ с постоянным оперативным током должна устанавливаться одна аккумуляторная батарея. При соответствующем обосновании допускается установка двух аккумуляторных батарей на ПС 330 кВ.

На ПС 500 и 750 кВ должны устанавливаться две аккумуляторные батареи с раздельным питанием от них основных и резервных защит элементов ПС, дублированных устройств ПА и противопожарной автоматики, а также цепей управления основных и дополнительных электромагнитов отключения выключателей. При этом резервирование всей нагрузки одной батареи от другой, как правило, не предусматривается.

5.7. Для подзаряда, а также послеаварийного заряда каждой аккумуляторной батареи следует применять два комплекта автоматизированных выпрямительных устройств. Для первоначальной формовки пластин должна предусматриваться возможность их параллельного включения.

5.8. Число элементов и емкость аккумуляторной батареи должны выбираться исходя из следующих условий:

5.8.1. В конце получасового аварийного разряда батареи:

- напряжение на зажимах наиболее мощного электромагнита включения наиболее удаленного выключателя не должно быть в момент включения ниже минимально допускаемого;

- напряжения на шинах, от которых питаются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, при включении ближайшего к аккумуляторной батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения или одновременным отключением группы выключателей не должно быть меньше 0,8 номинального напряжения;

- напряжение на зажимах электромагнитов отключения выключателей любого присоединения от воздействия установленных на нем защит долж-

но быть не ниже минимального значения, при котором обеспечивается отключение выключателей с номинальным временем.

5.8.2. В режиме постоянного подзаряда и дозаряда:

напряжение на установках релейной защиты, автоматики и телемеханики не должно превышать 1.05 номинального значения;

напряжение на зажимах включающих электромагнитов ближайшего к аккумуляторной батарее выключателя не должно превышать 1.05 номинального значения;

напряжение на зажимах электромагнитов отключения выключателей при одновременном отключении максимально возможного количества выключателей ПС (работа УРОВ, срабатывание защиты шин и т.п.) должно быть не ниже минимального значения, при котором обеспечивается отключение выключателей с номинальным временем. При этом напряжение на шинах питания устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики должно быть не ниже 0.8 номинального значения.

5.8.3. При использовании аккумуляторных батарей для резервного электропитания средств передачи информации емкость их должна быть достаточной для питания этой нагрузки в течении 1 часа на ПС с двухсторонним питанием и в течении 2 часов - на ПС с односторонним питанием. При этом необходимо учитывать коэффициент одновременности использования средств связи.

5.9. Схема щита постоянного тока должна обеспечивать его ремонтнопригодность без отключения аккумуляторной батареи.

5.10. На ПС с постоянным оперативным током следует применять переменный оперативный ток на панелях щитов собственных нужд, а также для щитов компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

5.11. Переменный оперативный ток должен применяться:

на ПС 35 кВ без выключателей на стороне ВН и с использованием на стороне НН выключателей с пружинными приводами. Возможно использование на стороне НН выключателей вводов и секционной связи с электро-

магнитными приводами:

на ПС 35 кВ с масляными выключателями 35 и 10 кВ с пружинными приводами;

на ТП и РП 10 кВ.

5.12. В качестве источников переменного оперативного тока используются:

трансформаторы собственных нужд;

шины 0.4 кВ - на ТП 10 кВ, а также на РП 10 кВ, при установке на них силовых трансформаторов;

трансформаторы собственных нужд, присоединяемые к шинам РУ 10 кВ РП 10 кВ без силовых трансформаторов;

трансформаторы напряжения, присоединяемые к питающей линии 35 кВ до выключателя;

трансформаторы тока, питающие цепи релейной защиты;

предварительно заряженные конденсаторы.

5.13. Питание сети оперативного переменного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

5.14. При переменном оперативном токе питание отключающих электромагнитов независимого питания должно осуществляться от предварительно заряженных конденсаторов. Предварительно заряженные конденсаторы используются как дублирующий источник оперативного тока при работе релейной защиты и автоматики.

Для питания включающих электромагнитов приводов выключателей применяются выпрямительные устройства.

5.15. Выпрямленный оперативный ток должен применяться:

на ПС 35 кВ без выключателей на стороне ВН, когда выключатели на стороне НН применены с электромагнитными приводами;

на ПС 35 кВ с масляными выключателями 35 кВ с электромагнитными приводами;

на ПС 110-220 кВ без выключателей на стороне ВН либо с числом масляных выключателей с электромагнитными приводами не более двух, а при пружинных или пневматических приводах не более трех на стороне ВН;

на РП 10 кВ городских электрических сетей при соответствующих обоснованиях.

5.16. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используются трансформаторы собственных нужд, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока совместно с выпрямительными блоками, снабженными сглаживающими фильтрами, и предварительно заряженные конденсаторы.

5.17. При выпрямленном оперативном токе для питания цепей защиты, автоматики, управления используются блоки стабилизированного напряжения совместно с токовыми блоками. Для питания включающих электромагнитных приводов выключателей должны применяться выпрямительные устройства.

Для питания цепей отключения вводных выключателей с электромагнитными приводами напряжением 35 и 10 кВ, а также питания включающих и отключающих электромагнитов выключателей 110-220 кВ с пружинным приводом должны использоваться предварительно заряженные конденсаторы.

5.18. При наличии на ПС с выпрямленным оперативным током сложных линейных защит, содержащих полупроводниковые приборы и т.д., питание оперативных цепей этих защит рекомендуется осуществлять от совместно работающих блоков стабилизированного напряжения и токовых блоков через сглаживающие фильтры, встроенные в блоки стабилизированного напряжения. Уровень пульсации выпрямленного тока должен удовлетворять техническим требованиям этих защит.

5.19. Цепи сигнализации на ПС с выпрямленным оперативным током должны иметь питание от отдельных блоков нестабилизированного напря-

жения (два комплекта блоков на ПС).

5.20. При использовании выпрямительных устройств для питания электромагнитов включения масляных выключателей с электромагнитными приводами должны применяться два комплекта выпрямительных устройств, подключаемых к разным секциям шин собственных нужд. Для возможности взаимного резервирования их выходные цепи на стороне выпрямленного напряжения объединяются.

6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИОННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

6.1. Подстанционными элементами, на которые распространяются действия настоящих норм в части релейной защиты (РЗ), являются:

- трансформаторы;
- синхронные компенсаторы;
- конденсаторные установки;
- шунтирующие реакторы, коммутируемые к сборным шинам;
- сборные шины;
- шинносоединительные, секционные и обходные выключатели.

Релейную защиту подстанционных элементов рекомендуется выполнять таким образом, чтобы она, по возможности, обеспечивала дальнейшее резервирование при повреждении на смежных элементах в случае отказа их защит или выключателей.

6.2. Требования к времени ликвидации КЗ и селективности действия защит принимаются в соответствии с ПУЭ.

Допускается неселективное действие защиты (при отсутствии УРОВ) в случае:

вывода или отказа защитных устройств подстанционного элемента либо при отказе его выключателя;

необходимости предотвращения возможного развития аварии в результате полного погашения ПС устройствами РЗ с противоположных концов (дальнее резервирование) или при их ненадежности в отдельных режимах.

6.3. Оценка чувствительности защит производится в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

Для продольных защит трансформаторов и шин на интегральных микросхемах коэффициент чувствительности по условиям обеспеченности быстроедействия должен превышать 3.

6.4. Трансформаторы тока, предназначенные для питания токовых цепей устройств РЗ, должны удовлетворять требованиям ПУЭ в части погрешностей.

Для защит с электромеханическими измерительными органами трансформаторы тока подлежат проверке на обеспечение допустимой токовой погрешности при максимальных кратностях в начале зоны защиты. При этом для дифзащиты шин погрешность не должна превышать 10% при внешних КЗ.

6.5. Для трансформаторов должны предусматриваться устройства защиты от повреждений, предусмотренных ПУЭ.

6.6. Для шунтирующих реакторов 750 кВ должны предусматриваться устройства защиты от повреждений, предусмотренных ПУЭ для защиты шунтирующих реакторов 500 кВ.

Для защиты шунтирующих реакторов 500-750 кВ необходимо применять блокировку защит при неполнофазных отключениях и степень защиты с быстронасыщающимися трансформаторами тока для отстройки от апериодических составляющих в токе КЗ.

Для реакторов 750 кВ с двумя параллельными ветвями необходимо предусматривать защиту от повреждений между ветвями одной фазы.

6.7. Для конденсаторных установок 10-150 кВ должны предусматриваться устройства защиты от повреждений, рекомендуемых ПУЭ.

6.7.1. Для конденсаторных установок 110-150 кВ в качестве основной защиты должна применяться продольная пофазная дифференциальная защита на принципе сравнения напряжения в месте подключения установки с напряжением нижней секции.

Резервная защита должна применяться в составе токовых защит без выдержки и с выдержкой времени от всех видов КЗ.

6.7.2. Для конденсаторных установок 10-35 кВ должны применяться:

балансная защита нулевой последовательности;

резервная защита от междофазных КЗ;

при наличии кабельных вставок - отдельная резервная токовая защита нулевой последовательности.

6.8. Виды защита трансформаторов предусматривается в соответствии с ПУЭ.

6.8.1. Для защит со стороны ВН и СН трансформаторов 220 кВ мощностью 63 МВ.А и выше и 330 кВ и выше любой мощности рекомендуется предусматривать ступенчатые направленные дистанционные и токовые защиты нулевой последовательности. Допускается включение обмоток трансформаторов в зоны действия отдельных ступеней дистанционных и нулевых защит.

Для трансформаторов 220 кВ и выше рекомендуется предусматривать дифференциальные защиты ошиновки обмоток НН по условиям чувствительности, повышения эффективности АПВ и более четкой регистрации места повреждения.

6.8.2. При установке токоограничивающего реактора в цепи НН трансформатора рекомендуется предусматривать установку двух продольных токовых защит трансформатора, одна из которых действует на повреждение до реактора, а вторая - на повреждение за реактором.

6.8.3. Токовые защиты трансформаторов рекомендуется выполнять в трехрелейном исполнении.

6.8.4. Для трансформаторов 500 кВ и выше рекомендуется предусматривать дублирующие комплекты токовых продольных защит.

Для трансформаторов 330 кВ дублирующие комплекты токовых продольных дифференциальных защит рекомендуется предусматривать в случаях:

неэффективного дальнего резервирования;

отсутствия дифзащиты ошиновки.

6.8.5. Для трансформаторов, подключенных к сети через выключатели с пофазным управлением, необходимо предусматривать защиту от неполнофазного режима.

6.9. Для ПС 110 кВ и выше по схеме "блок линия - трансформатор" с выключателями на ВН при мощности трансформаторов 63 МВ.А и выше допускается предусматривать передачу отключающего сигнала на выключатель линии.

Передачу отключающего сигнала также допускается предусматривать на ПС 110 кВ и выше по блочной схеме с выключателем при мощности трансформаторов 10 МВ.А и более при недостаточной чувствительности защит дальнего резервирования при металлических КЗ в трансформаторе, при соответствующем обосновании.

6.10. Устройства защиты от внутренних повреждений трансформатора и шунтирующего реактора, оборудованных системой автоматического пожаротушения, должны производить запуск этой системы с фиксацией их действия на 1-2 с.

6.11. Защиту от перегрузки автотрансформаторов следует осуществлять с контролем на стороне ВН, НН и со стороны выводов обмотки к нейтрали.

6.12. Для трансформаторов 220 кВ мощностью 125 МВ.А и выше и 330 кВ независимо от мощности рекомендуется производить разделение защит при внутренних и внешних повреждениях по цепям переменного и постоянного тока. При наличии двух комплектов продольных дифференциальных токовых защит при раздельном их питании по цепям переменного и постоянного тока допускается питание резервных защит от внешних КЗ совместно с одним из комплектов дифзащиты. В этом случае газовые защиты целесообразно совмещать по постоянному току с другим комплектом дифзащиты.

Указанное требование не распространяется на устройства РЗ на микропроцессорной технике.

6.13. На неиспользуемых обмотках НН автотрансформаторов необходимо устанавливать трансформаторы напряжения.

6.14. Защиты трансформаторов должны выполняться с самоудерживанием выходных реле при внутренних повреждениях.

6.15. При подключении двух трансформаторов к одной системе шин РУ без выключателей следует предусматривать действие защит от внутренних повреждений каждого трансформатора на отключение обоих трансформаторов со всех сторон. Отключение следует производить с блокировкой от самоудерживания выходных реле.

6.16. Трансформаторы должны содержать цепи автоматического ускорения для резервных защит при внешних повреждениях в случае неуспешных АПВ или оперативном включении соответствующих выключателей.

6.16.1. На трансформаторах с односторонним питанием ускорение выполняется для защит на вводах СН и НН с выдержкой времени 0,5 с.

6.16.2. Для трансформаторов 110 кВ и выше при наличии двустороннего или трехстороннего питания автоматическое ускорение защит должно выполняться на выключателях всех сторон по сочетанию отключения выключателя и отсутствию напряжения в соответствующих узлах; для чего следует использовать контроль напряжения:

от трансформаторов напряжения на соответствующих шинах - в схемах со сборными шинами;

от трансформаторов напряжения на стороне обмотки НН - в схемах "трансформаторы-шины", "полуторная" и "четырёхугольник".

6.17. Для трансформаторов 220 кВ и выше должны предусматриваться цепи оперативного ускорения, вводимые в работу при выводе дифференциальных защит шин на стороне ВН или СН подстанции.

6.18. При применении защит подстанционных элементов на интегральных микросхемах для схем со сборными шинами 110 кВ и выше допуска-

ется установка двух трансформаторов напряжения на каждой системе шин при соответствующем обосновании.

6.19. Наряду с защитой шин, предусмотренной ПУЭ, следует предусматривать защиту ошиновки трансформаторов.

6.19.1. Защита шин (ошиновки) 35 кВ и ниже, как правило, выполняется с помощью устройств РЗ на питающих присоединениях к этим шинам (линиях, трансформаторах), допускающих ликвидацию повреждений с выдержкой времени и удовлетворяющих требованиям необходимой чувствительности и быстродействия.

Указанный способ защиты не допускается в случае:

недостаточного быстродействия отключения ШСВ или СВ по сравнению со скоростью отключения питающих присоединений на поврежденной системе (секции) шин при параллельной работе;

при питании от шин двигательных нагрузок и невозможностью обеспечения их самозапуска при действии АВР.

6.19.2. Защита шин (ошиновки) 110 кВ и выше выполняется с помощью специальных устройств - дифференциальной токовой защиты (ДЗШ), охватывающей все присоединения, или суммарных токовых защит (СЗШ), включаемых на сумму токов основных питающих элементов (шиносоединительных и секционных выключателей, питающих трансформаторов).

Указанные устройства должны применяться для защиты шин (ошиновки) 35 кВ и ниже, для которых недопустима защита, предусмотренная п. 6.19.1.

Для исключения снижения чувствительности ДЗШ отстройкой от небаланса при внешних повреждениях рекомендуется применение дифзащиты с торможением без загробления измерительных органов.

6.19.3. Для РУ 500 кВ и выше и шин РУ 330 кВ, для которых недопустима работа без ДЗШ, следует предусматривать дублирование ДЗШ, включая применение для дублирования СЗШ.

6.20. Для двойной системы шин с фиксированным присоединением

элементов рекомендуется предусматривать для основных питающих элементов ПС возможность оперативной перефиксации с помощью испытательных блоков в токовых цепях постоянного и переменного тока.

6.21. Защита ШСВ (СВ) и ОВ должна выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для ШСВ (СВ) допускается неселективное действие защит.

Следует предусматривать возможность перевода основных защит трансформаторов и конденсаторных установок на ОВ.

6.22. К элементам ПС, для которых предусматриваются устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), относятся сборные шины 110 кВ и выше (двойная или одиночная система шин), за исключением КРУЭ.

6.23. Помимо основной функции УРОВ рекомендуется использовать для ликвидации повреждения в зоне между выключателем и выносным трансформатором тока.

6.24. Все цепи пуска УРОВ должны выполняться без удерживания за исключением цепей пуска:

от защит трансформаторов при внутренних повреждениях;

от дифзащиты шин.

Для указанных защит удерживание следует выполнять непосредственно в составе защитных устройств элементов.

7. УПРАВЛЕНИЕ, АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ, УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

7.1. У п р а в л е н и е

7.1.1. Управление основными элементами ПС предусматривается:

дистанционное, осуществляемое как с единого пункта управления ПС, расположенного в ОПУ либо в ЗРУ 10-35 кВ, так и с диспетчерского пункта (ДП) по каналам телемеханики;

местное, осуществляемое с пунктов управления, расположенных на ПС вблизи объектов управления.

7.1.2. Управление выключателями 10-750 кВ рекомендуется осуществлять:

со щита управления, расположенного в ОПУ;

по каналам телемеханики;

местное управление выключателями КРУ (КРУН) должно осуществляться с использованием переносного или стационарного пульта управления, расположенного в зоне безопасного обслуживания.

Допускается местное управление выключателями 35-110 кВ из шкафов, расположенных на территории РУ в зоне безопасного обслуживания.

7.1.3. Управление устройствами РПН силовых трансформаторов, как правило, осуществляется:

со щита управления ПС;

с ДП по каналам телемеханики.

Не допускается предусматривать управление устройством РПН непосредственно из шкафа РПН, расположенного на трансформаторе.

7.1.4. Управление разъединителями 10-750 кВ осуществляется:

непосредственно из РУ - при ручных приводах;

из шкафов, расположенных в РУ в зоне безопасного обслуживания - при пневматических или электродвигательных приводах.

Для быстрого восстановления схемы после аварийного отключения присоединения рекомендуется в схемах "четыреугольник" и "полutorная" предусматривать дистанционное управление разъединителями этих присоединений со щита управления ОПУ.

Допускается дистанционное управление разъединителями из ОПУ и в других схемах при соответствующем обосновании с учетом режима эксплуатации.

Управление разъединителями 110-220 кВ в схемах плавки гололеда рекомендуется осуществлять дистанционно из ОПУ.

7.1.5. Аппаратура управления синхронным компенсатором (СК) размещается непосредственно в помещении вспомогательного оборудования.

СК.

7.1.6. Управление вспомогательным оборудованием ПС (компрессоры, насосы, дизель-генераторы, электродкотлы, электрическое отопление, вентиляция, системы кондиционирования воздуха и др.), как правило, предусматривается автоматическим. При этом должна предусматриваться возможность ручного управления.

7.1.7. Ручное управление пожарными насосами должно предусматриваться:

- от пусковых устройств у пожарных кранов и лафетных стволов;

- от пусковых устройств, расположенных у объектов пожаротушения (кабельных сооружений, трансформаторов, реакторов и др.) в зоне безопасного обслуживания;

- со щита управления, расположенного в ОПУ;

- непосредственно из насосной пожаротушения.

7.1.8. Ручное управление запорно-пусковыми устройствами системы пожаротушения, должно предусматриваться:

- от пусковых устройств, расположенных непосредственно у объектов пожаротушения в зоне безопасного обслуживания;

- со щита управления, расположенного в ОПУ;

- непосредственно от пусковых устройств в узлах управления (в камерах задвижек).

7.1.9. Управление установками объемного газового пожаротушения (для помещений с ЭВМ) должно предусматриваться с ручным дистанционным управлением, заблокированным с отключением вентиляции.

Устройства дистанционного пуска должны размещаться у входов в помещения в закрытых опломбированных шкафах.

При этом должна предусматриваться блокировка, исключающая одновременную подачу огнетушащего вещества более одного направления соответствующего защищаемого объекта и отключающая системы вентиляции и кондиционирования защищаемого помещения.

7.1.10. РУ должны быть оборудованы оперативной блокировкой в соответствии с требованиями ПУЭ.

Дополнительно следует учитывать следующие требования:

у разъединителей с пополюсным управлением в зону действия блокировки должны быть включены все три полюса;

для заземляющих ножей со стороны линии линейных разъединителей при отсутствии обходной системы шин и со стороны ВН трансформаторов с НН до 1000 В достаточно блокирования только со своим разъединителем;

в цепи синхронного компенсатора блокировка должна запрещать включение заземляющих ножей при возбужденной машине и возбуждение машины при включенных заземляющих ножах.

В РУ одного напряжения блокировку заземляющих ножей всех присоединений рекомендуется выполнять однотипной.

7.1.11. В схемах управления элементами ПС рекомендуется предусматривать блокировку выполнения команд из неизбранных пунктов управления.

7.1.12. На ПС рекомендуется обеспечивать невозможность доступа посторонних лиц к устройствам управления.

7.2. Автоматика

7.2.1. На ПС должны предусматриваться, как правило, следующие виды устройств, предназначенных для автоматического ведения технологических процессов ПС:

релейная защита элементов ПС и линий, устройство резервирования отказа выключателей;

устройства местной и системной противоаварийной автоматики, в том числе комплексы противоаварийного управления;

устройство защиты от дуговых замыканий в КРУ (КРУН);

устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой;

АПВ линий всех типов и напряжений, обходных, шиносоединительных и секционных выключателей. Для потребительских кабельных линий 10 кВ, отходящих от ПС 35 кВ и выше АПВ не предусматривается;

АПВ шин 10-35 кВ. При этом должен выполняться запрет АПВ шин 10 кВ при действии дуговой защиты;

АПВ шин напряжением 110 кВ выше с возможностью автоматического восстановления схемы доаварийного режима;

АВР силового трансформатора, если на ПС предусматривается режим работы с одним нормально включенным трансформатором, а вторым в резерве;

АВР на секционных выключателях СН и НН с блокировкой при пуске АПВ шин, а также на стороне ВН при работе ПС в разомкнутом кольце питающих линий, при этом должен выполняться запрет АВР секционного выключателя шин 10 кВ при действии дуговой защиты;

автоматическая частотная разгрузка (АЧР) с АПВ после восстановления частоты (ЧАПВ);

управление работой конденсаторной установки и синхронного компенсатора;

устройство автоматической синхронизации;

автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов.

7.2.2. На ПС должна предусматриваться автоматическая работа вспомогательного оборудования и систем, поддерживающих нормальные условия функционирования основного оборудования и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

Управление оборудованием, используемого для выполнения ремонтных и пусконаладочных работ и не требующего постоянного контроля или регулирования в процессе функционирования, как правило, не автоматизируется.

7.2.3. На ПС должны предусматриваться следующие виды автоматических устройств в части вспомогательного оборудования:

управление работой компрессоров;

автоматическая настройка устройств компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 10-35 кВ (при установке на ПС дугогасящих заземляющих реакторов с плавным регулированием индуктивности);

АВР шин собственных нужд с автоматическим восстановлением схемы доаварийного режима;

АВР цепей переменного оперативного тока;

управление режимом работы системы охлаждения силовых трансформаторов;

АВР цепей переменного тока питания электродвигателей компрессоров и системы охлаждения силовых трансформаторов;

управление режимом работы приточной и вытяжной вентиляции;

управление режимом работы промышленных кондиционеров;

управление режимом работы системы электрообогрева оборудования и аппаратуры, отопления зданий и сооружений;

управление режимом работы системы хозяйственного водоснабжения;

управление режимом работы дренажных и канализационных насосов;

управление системой автоматического пожаротушения и системой контроля параметров сети противопожарного водоснабжения;

заполнение водой и поддержание заданного уровня в противопожарных резервуарах;

управление насосами пожаротушения;

АВР цепей питания электродвигателей насосов пожаротушения и запорно-пусковых устройств;

запуск дизель-генераторов для резервного питания устройств связи;

включение системы бесперебойного питания;

АВР системы питания станций охранной и пожарной сигнализации;

включение аварийного и охранного освещения.

7.2.4. При выборе места размещения, типа аппаратуры и принципа действия устройств, предназначенных для автоматического ведения технологического процесса, автоматизации работы вспомогательного оборудования должно быть предусмотрено следующее:

выполнение мероприятий по защите от электромагнитных помех цифровой вычислительной техники и аппаратуры, выполненной с применением микросхем;

расположение взаимно дублирующих устройств, а также прокладка кабельных линий к ним, должны исключать возможность одновременной потери устройств и кабельных линий;

аппаратура на ПС с ОПУ размещается, как правило, в помещении щита управления, непосредственно в комплектных распределительных устройствах, а также в отдельно стоящих помещениях (или боксах) на ОРУ;

аппаратура на ПС без ОПУ размещается в шкафах, расположенных непосредственно в РУ соответствующих присоединений (при этом общеподстанционная аппаратура должна размещаться в отдельных шкафах, расположенных в ЗРУ 10 кВ);

7.3. Сигнализация

7.3.1. На ПС должны предусматриваться следующие виды сигнализации:

световая сигнализация положения коммутационных аппаратов, оборудованных устройствами автоматического управления;

сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании устройств релейной защиты и автоматики — обеспечивается действием общего звукового сигнала и срабатывания индивидуального индикатора. В качестве индикатора используется мигание светосигналь-

ного устройства или указательное устройство с ручным возвратом;

сигнализация, предупреждающая о возникновении отклонений от нормального режима или неисправности оборудования и устройств и действия устройств защиты и автоматики - обеспечивается действием (с выдержкой времени) звукового общего сигнала и индивидуального индикатора - непрерывным свечением светосигнального устройства или указательным устройством с ручным возвратом;

сигнализация срабатывания устройств обнаружения пожара и системы противопожарной автоматики - обеспечивается действием индивидуальных звукового и светового сигналов, которые должны быть четкими и отличаться от других сигналов, приходящих на устройство центральной сигнализации;

охранно-блокировочная сигнализация. Извещение о проникновении обеспечивается действием индивидуального звукового сигнала неограниченной длительности, прерывистым горением светового индикатора и передачей сигнала;

охранно-блокировочная периметральная сигнализация. Извещение о проникновении или неисправности устройств обеспечивается индивидуальным звуковым сигналом неограниченной длительности, прерывистым горением светового индикатора приемного устройства и внешним световым устройством (лампой). Приемно-контрольное устройство устанавливается в помещении дежурного в ОПУ на ПС 220 и 330 кВ или караульном помещении проходного пункта для ПС 500 кВ и выше;

вызывная сигнализация на ПС без постоянного дежурства персонала, передающая сигналы вызова при аварийном отключении или при появлении неисправности оборудования.

7.3.2. При выборе вида и способа сигнализации, места расположения и типа сигнальных устройств должны соблюдаться следующие условия:

устройство центральной сигнализации должно располагаться на шите

управления ОПУ;

на ПС без обслуживающего персонала, при отсутствии ОПУ, устройство центральной сигнализации устанавливается в РУ 10 кВ, а сигналы (предупредительный и аварийный) выводятся к дежурному на дому, а при его отсутствии - на ДП;

центральное устройство сигнализации должно обеспечивать повторность действия сигнала т.е. возможность принятия нового сигнала после ручного или автоматического съема предыдущего сигнала;

устройства сигнализации должны обеспечивать возможность совместной работы с информационно-регистрирующими устройствами АСУ ТП. При этом АСУ ТП должна использоваться как основная система при минимальном резервировании соответствующих комплексов АСУ ТП устройствами сигнализации;

включенное положение аппарата должно сигнализироваться световым сигналом красного цвета, отключенное - световым сигналом зеленого цвета.

Сигнальные лампы устанавливаются непосредственно у органа управления аппаратом: с красным фильтром - справа, с зеленым - слева.

7.3.3. Схемы центральной сигнализации на всех ПС должны предусматривать устройство проверки исправности ламп световых табло.

7.4. Измерение и учет электроэнергии

7.4.1. Измерение и учет электроэнергии на ПС должен выполняться в объеме, предусмотренном действующими ПУЭ.

Рекомендуется установка дополнительных средств расчетного (включая автоматизированные системы) учета электроэнергии в соответствии с требованиями организации, осуществляющей коммерческий учет полученной и отпущенной электроэнергии.

7.4.2. На ПС 110 кВ и выше должны предусматриваться измеритель-

ные устройства, позволяющие определить место короткого замыкания на ВЛ электропередачи 110 кВ и выше длиной более 20 км.

7.4.3. На ПС, определенных Электроснабжающей организацией как характерные точки для контроля определенных показателей контроля качества электроэнергии, необходима установка средств измерения этого контроля.

7.4.4. При выборе параметров и места расположения средств измерения и учета электроэнергии должны соблюдаться следующие условия:

требуемый класс точности трансформаторов тока и напряжения обеспечивается с учетом сечения жил проводов и кабелей в цепях измерительных приборов;

при установке на ПС 110 кВ и выше АСУ ТП, она должна использоваться как основная система измерений. Допускается резервирование АСУ ТП показывающими приборами в минимальном объеме;

показывающие приборы устанавливаются, как правило, в местах нахождения органов управления коммутационной аппаратурой в цепи соответствующего элемента ПС;

фиксирующие и регистрирующие приборы устанавливаются, как правило, на щите управления в неоперативном контуре.

8. КОМПОНОВКА И КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ ОСНОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ

8.1. Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытые, закрытые, сборные, комплектные и т. п.) должно определяться условиями расположения площадки строительства ПС.

8.2. ПС 35 кВ и выше должны сооружаться закрытыми в случае:

расположения ПС с трансформаторами мощностью 16 МВ.А и выше на селитебной территории городов;

расположения ПС на территории курортных комплексов;

расположения ПС на территории городов, когда это требуется гра-

достроительными соображениями;

расположения ПС в зоне сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой, определяемых специальными нормативами;

необходимости снижения уровня шумов до допустимых пределов, если это невозможно обеспечить другими средствами;

в других случаях при наличии соответствующих обоснований.

8.3. ТП 10 кВ должны сооружаться закрытыми в случае:

расположения на территории городов, в условиях стесненной застройки поселков городского типа и центральных усадеб, сельских хозяйств;

сооружения ТП с количеством линий 10 кВ более двух для сельскохозяйственных потребителей;

сооружения ТП электроснабжения сельскохозяйственных потребителей I категории при расчетной суммарной нагрузке 200 кВт и более.

РП 10 кВ должны сооружаться только закрытыми.

8.4. ТП и РП 10 кВ закрытого типа городских электрических сетей должны сооружаться как отдельно стоящими, так и встроенными в общественные и промышленные здания.

ТП и РП с трансформаторами мощностью до 250 кВ.А включительно допускается сооружать встроенными в жилые здания.

8.5. ТП 10 кВ для сельскохозяйственных электропотребителей мощностью до 100 кВ.А должны выполняться столбовыми (мачтовыми) с использованием несущих конструкций ТП в качестве концевых опор ВЛ 0.4 кВ.

ТП 10 кВ, сооружаемые для электроснабжения энергоемких производственных сельскохозяйственных потребителей, допускается выполнять встроенными либо облокированными с производственными зданиями.

8.6. РУ 35-750 кВ сооружаются закрытыми в случае:

расположения в районах с загрязненной атмосферой, где применение оборудования с максимальным уровнем внешней изоляции или оборудова-

ния следующего класса напряжения с учетом обмыва изоляции не эффективно, а удаление ПС от источника загрязнения невозможно или экономически не целесообразно;

расположения в районах стесненной городской и промышленной застройки;

при установке КРУ (КРУЭ) внутренней установки.

8.7. РУ 10 кВ на ПС 35 кВ и выше сооружаются, как правило, закрытыми:

на ПС 110 кВ и выше;

на ПС 35, расположенных на жилой территории городов;

в других случаях при наличии обоснований.

Требования настоящего пункта не распространяются на комплектные ПС заводского изготовления.

8.8. Трансформаторы 35-750 кВ следует устанавливать, как правило, открытыми. В районах с загрязненной атмосферой трансформаторы 35-330 кВ следует применять с повышенным уровнем внешней изоляции вводов.

Закрытая установка трансформаторов 35-220 кВ применяется в случаях, когда применение трансформаторов с наибольшим уровнем внешней изоляции не дает должного эффекта.

При необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами рекомендуется закрытие только шумоизлучающей части трансформатора.

8.9. СК должны устанавливаться, как правило, на открытом воздухе.

8.10. Компонировки РУ 35 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от схемы, предусмотренной проектом, к конечной схеме ПС.

8.11. При компоновке открытых ПС 35 кВ и выше здания и сооружения следует группировать в две зоны:

зону основных технологических зданий и сооружений (распределительные устройства, ОПУ, здания релейной защиты, здание компрессорной, трансформаторы, реакторы, СК, БСК и т.д.);

зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосные станции, артезианские скважины, резервуары противопожарного водоснабжения и т.д.).

8.12. Взаимное размещение РУ разных напряжений должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к ПС, минимальную протяженность токопроводов, связывающих РУ с трансформаторами, внутриплощадочных дорог, инженерных и технологических коммуникаций.

8.13. Компоновка и конструкция РУ напряжением 35 кВ и выше должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания высоковольтных аппаратов с применением автокранов, гидродопъемников, телескопических вышек, стационарных и инвентарных грузоподъемных средств, средств малой механизации и других механизмов преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

8.14. Компоновка оборудования и ошиновки ОРУ 330-750 кВ должны способствовать снижению влияния электрического поля на обслуживающий персонал. В случаях, когда электрическое поле на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормативами значения, необходимо предусматривать стационарные, инвентарные и индивидуальные средства защиты.

8.15. ОПУ должны сооружаться на ПС:

с постоянным дежурством персонала;

оборудованных аккумуляторными батареями;

с закрытыми РУ 35 кВ и выше;

при необходимости установки устройств релейной защиты и автоматики присоединений, выпрямительных устройств и других устройств, не размещаемых в шкафах наружной установки;

в других случаях, при наличии соответствующих обоснований.

8.16. С целью снижения затрат на кабельные связи ОПУ следует располагать, как правило, в центре между РУ разных напряжений.

С этой же целью на крупных ПС рекомендуется сооружение в ОРУ отдельных зданий для размещения панелей релейной защиты и автоматики данного ОРУ.

8.17. Здания ОПУ допускается выполнять сблокированными со зданиями ЗРУ, в том числе и по вертикали.

8.18. На ПС 35-220 кВ при стесненных условиях площадки допускается совмещение фасадной линии ОПУ с внешней оградой ПС, при этом на первом этаже фасадной стены ОПУ, совмещенной с оградой, не должно быть окон, а вход в ОПУ предусматривается с территории ПС.

8.19. В ОРУ кабели должны прокладываться в наземных железобетонных лотках, а одиночные кабели от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения могут прокладываться в земле без специальной защиты (в том числе и небронированные). Применение кабельных каналов, тоннелей и эстакад должно иметь специальное обоснование.

Не следует применять кабельные лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или переездами для машин в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков.

8.20. В протяженных кабельных туннелях, расположенных вне зданий и сооружений, должны предусматриваться входы через люки не реже, чем

через 50 м.

8.21. Не допускается предусматривать выход из кабельных сооружений в щитовые помещения через люки.

8.22. Прокладку кабельных линий в кабельных сооружениях (кабельных этажах, туннелях, каналах) и электротехнических помещениях следует предусматривать по кабельным конструкциям и облегченным перфорированным или решетчатым металлическим лоткам.

Запрещается применение металлических лотков со сплошным дном и коробов.

Шафы рядов зажимов, устанавливаемые в кабельных сооружениях, должны предусматриваться во влагонепроницаемом исполнении, а отверстия уплотняться для предотвращения попадания влаги.

8.23. Для прохода кабельных линий через строительные проемы, через стены, перегородки и перекрытия необходимо предусматривать:

закладные трубы из негорючих материалов для прокладки одиночных кабелей с обязательным их уплотнением негорючим материалом;

для пучков контрольных кабелей - асбоцементные трубы или модульные кабельные проходки огнестойкостью 0.75 ч с габаритными размерами по длине не менее 200 мм.

8.24. Кабели должны применяться с изоляцией, нераспространяющей горения.

8.25. Условия прокладки оптико-волоконных кабелей определяются специальными требованиями.

8.26. Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, в траншеях, туннелях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

8.27. На ПС 220-750 кВ кабельные потоки от РУ различных напряжений, трансформаторов, а также от разных секций РУ одного напряжения должны прокладываться в отдельных лотках и каналах.

На ПС 110-150 кВ, от которых питаются потребители I и II катего-

рий, кабельные потоки от РУ 10 кВ, указанных потребителей, должны прокладываться в отдельных лотках, каналах, траншеях, туннелях.

8.28. Ошиновка РУ 35-750 кВ, как правило, должна выполняться сталеалюминиевыми и полыми алюминиевыми (только для ОРУ 330-750 кВ) проводами, а также трубами из алюминиевых сплавов. В последнем случае следует предусматривать компенсаторы от температурных удлинений и меры против вибрации.

Жесткая ошиновка на стороне 10 кВ трансформаторов (реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т.п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые (в том числе полые) или сталеалюминиевые провода, защищенные от коррозии.

8.29. Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется предусматривать в объеме, исключающем, как правило, необходимость проведения сложных строительных работ внутри действующего РУ на последующих этапах развития ПС.

8.30. Строительная часть под трансформаторы выполняется с учетом установки в перспективе трансформаторов, предусмотренных конечной схемой ПС.

8.31. При проектировании ПС в районах с сейсмичностью 6 баллов и более:

8.31.1. Установка трансформаторов 35 кВ и выше выполняется, как правило, со снятием кареток, с креплением непосредственно к фундаменту против воздействия сейсмических сил любого направления.

8.31.2. Гибкую ошиновку РУ следует выполнять так, чтобы выбранное значение стрелы провеса провода исключало поломку аппаратов при их максимально возможном отклонении. Применение гибкой ошиновки пре-

дпочтительнее жесткой.

Жесткая ошиновка РУ должна иметь элементы компенсации, допускающие возможность отклонения аппаратов без их поломки.

Выходы аппаратов и другого электрооборудования следует соединять с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

8.31.3. Следует стремиться к снижению высоты конструкции, на которой установлено оборудование, в том числе, отдавая предпочтение наземной его установке с ограждением.

Разрядники 150-220 кВ следует устанавливать ступенчато (двумя колонками в фазе), отдавая предпочтение наземной установке с ограждением.

При установке оборудования на нескольких стойках следует выполнять жесткую связь стоек между собой.

8.31.4. При применении высокочастотных заградителей рекомендуется использовать подвесной способ их установки, в том числе и на растяжках.

Не допускается установка высокочастотных заградителей на конденсаторах связи.

8.31.5. При проектировании аккумуляторной батареи должны быть приняты меры по закреплению конструкций стеллажей, а также по фиксации аккумуляторов на стеллажах от подвижек.

В целях предотвращения расплескивания электролита рекомендуется применять аккумуляторы закрытого типа.

8.31.6. Панели в ОПУ и шкафы КРУ в ЗРУ при сейсмичности 8 и более баллов, установленные на первом этаже, и при сейсмичности 7 и более баллов, установленные на втором и более этаже, должны быть раскреплены за несущие строительные конструкции и между собой против опрокидывания. Перемещение перекрытий при колебаниях не должны приводить к отключению установленного на нем оборудования.

8.32. В ЗРУ 10 кВ, ТП и РП 10 кВ закрытого исполнения рекоменду-

ется устанавливать шкафы КРУ заводского изготовления. Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться ремонтная площадка.

8.33. В ЗРУ 35-220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

Для технического обслуживания стационарных грузоподъемных устройств следует предусматривать ремонтные площадки.

8.34. Для обслуживания горизонтально установленных высоковольтных вводов маслонаполненных или вводов "элегаз - воздух" напряжением 110 кВ и выше в камерах силовых трансформаторов необходимо предусматривать стационарные площадки, а со стороны воздушных вводов в ЗРУ должен быть обеспечен подъезд механизмов.

8.35. Проем в камерах силовых трансформаторов должен обеспечивать закатку полностью собранных трансформаторов. Закрытие проема рекомендуется выполнять с помощью специальных съемных панелей.

8.36. Компоновка закрытых ПС и ЗРУ в условиях городской застройки при проектировании воздушных вводов должны предусматривать возможность перехода в будущем на кабельные.

8.37. При вводе маслонаполненных кабельных линий 110 кВ и выше в ЗРУ или закрытую ПС:

подпитывающие баки следует располагать в отдельных помещениях;

подпитывающие агрегаты должны размещаться в отдельных помещениях, поделенных на отсеки, в каждом из которых предусматривается размещение только одного подпитывающего агрегата;

концевые муфты рекомендуется располагать в отдельных помещениях на нулевой отметке.

Допускается для маслонаполненных кабелей высокого давления и ка-

белей 110 кВ с пластмассовой изоляцией концевые муфты размещать на любых отметках ПС.

Концевые вводы "элегаз-масло" допускается размещать в помещении КРУЭ.

8.38. Уровень внешней изоляции электрооборудования и ошиновки РУ должен выбираться в зависимости от степени загрязнения атмосферы природными или производственными загрязнениями в соответствии с действующими нормативами.

8.39. На ПС и ОРУ, изоляция которых загрязняется смываемыми водой промышленными, морскими или солончаковыми уносами, следует предусматривать специальные стационарные или передвижные установки, обеспечивающие обмыв водой загрязненной изоляции под напряжением.

8.40. На ПС с постоянным дежурством помещение щита управления в ОПУ должно быть отделено от релейных залов разделительной перегородкой.

8.41. Стационарные аккумуляторные батареи должны устанавливаться в специально предназначенных для них помещениях.

Допускается установка в общем помещении нескольких кислотных либо щелочных аккумуляторных батарей.

Кислотные и щелочные аккумуляторные батареи должны размещаться в разных помещениях.

8.42. Требования к установке разъединителей наружной и внутренней установки, предназначенных для отключения и включения намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин, принимаются на основании специальных нормативов.

8.43. На расширяемых и реконструируемых ПС, содержащих конденсаторные батареи с изолирующей жидкостью в виде трихлордифенила, необходимо предусматривать под конструкцией батареи асфальтированную площадку с направленным стоком с нее, с оборудованным приемком для

возможности стекания в этот приемок трихлордифенила из поврежденных конденсаторов и исключения попадания трихлордифенила в почву.

Для хранения поврежденных конденсаторов с трихлордифенилом необходимо предусматривать выгороженную асфальтированную площадку с направленным стоком в приемок, позволяющий принять 1,5-2% трихлордифенила от общего объема этой жидкости всех конденсаторов, находящихся в эксплуатации на данной ПС. К указанной площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

8.44. На вновь сооружаемых ПС, содержащих конденсаторные батареи с экологически безопасной изолирующей жидкостью необходимо предусматривать для хранения конденсаторов выгороженную площадку, площадь которой позволяет складировать до 2% находящихся в эксплуатации данной ПС конденсаторов. К площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

9. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

9.1. Пневматическая система

9.1.1. Снабжение сжатым воздухом потребителей, расположенных на ПС (воздушных выключателей и пневматических приводов), должно производиться с помощью пневматической системы, содержащей компрессорную станцию и пневмораспределительную сеть.

Допускается использование сжатого воздуха в системах пожаротушения ПС для вытеснения воды в очаг возгорания, а также для продувки СК.

9.1.2. Качество сжатого воздуха, подаваемого в пневмораспределительную сеть, характеризуется величинами давления и влагосодержания (точка росы) и должно соответствовать требованиям, изложенным в эксплуатационных документах потребителей сжатого воздуха. Соотношение значений точки росы, количества водяного пара в сжатом воздухе и от-

носительной влажности сжатого воздуха приведены в справочном приложении 5.

Благосодержание сжатого воздуха должно определяться для всех значений давления от максимального до минимального (достигаемого в конце послеаварийного режима) с учетом минимальной температуры воздуха (абсолютный минимум) в районе размещения ПС.

9.1.3. Пневматическая система должна соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов" и "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

9.1.4. Температура, влажность и скорость движения воздуха в помещении компрессорной станции должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям для тяжелых работ в зависимости от сезона года.

9.1.5. Компрессорная станция должна содержать:

- ресиверы, предназначенные для создания запаса сжатого воздуха;
- компрессорные агрегаты, предназначенные для пополнения ресиверов сжатым воздухом;

- блоки осушки воздуха (при необходимости);

- аппаратуру защиты, контроля и управления, трубопроводную арматуру и трубопроводы.

Компрессорная станция должна содержать дополнительно один компрессорный агрегат, блок осушки воздуха и один ресивер, включаемые в работу в случае остановки для обслуживания и ремонта одного из рабочих агрегатов, ресиверов или блоков осушки.

При питании потребителей ПС, расположенных на территории промышленных предприятий, сжатым воздухом, поступающим из пневмосистем этих предприятий, компрессорная станция ПС может не содержать компрессорные агрегаты.

9.1.6. На компрессорных станциях ПС должны использоваться компрессорные агрегаты, конструкция которых обеспечивает, как правило,

возможность отвода тепла за пределы помещения компрессорной станции, и ресиверы, оборудованные устройствами подогрева сливного патрубка в случае установки их вне отапливаемого помещения.

9.1.7. Суммарная вместимость ресиверов должна обеспечивать покрытие суммарного расхода сжатого воздуха (при неработающих компрессорных агрегатах):

в стационарном режиме (на вентилирование воздушных выключателей и на утечки из пневмосистемы) не менее, чем за два часа;

в послеаварийном режиме, следующем после срабатывания выключателей в конце стационарного режима (на восстановление давления в резервуарах воздушных выключателей до наименьшего допустимого значения по условиям работы выключателей), за три минуты. Причем давление в ресиверах, достигаемое в конце послеаварийного режима, должно превышать не менее чем в три раза максимальное давление в резервуарах воздушных выключателей.

9.1.8. Продолжительность пополнения ресиверов от величины давления, достигаемой в конце стационарного режима, до максимальной величины должно быть не более времени непрерывной работы компрессоров, оговоренного их заводами-изготовителями, или 90 минут, если это время не регламентируется.

9.1.9. Продолжительность пополнения ресиверов от величины давления, достигаемой в конце послеаварийного режима, до максимальной величины должно быть не более шести часов.

9.1.10. В пневмосистеме должен быть предусмотрен сброс конденсата, как правило, автоматический.

9.1.11. Конструкция пневматической системы должна без нарушения ее работы обеспечивать возможность отключения любого компрессорного агрегата, ресивера, редукционного устройства, блока осушки воздуха и потребителя от источника подачи сжатого воздуха и сообщения их внутренних полостей с атмосферой.

9.1.12. Пропускная способность редукционных устройств в пневмораспределительной сети должна обеспечивать пополнение резервуаров выключателей сжатым воздухом в послеаварийном режиме за три минуты.

Скорость потока сжатого воздуха в трубопроводах не должна превышать 12 м/с.

9.1.13. Трубопроводы должны быть выполнены из материалов, не подверженных коррозии.

9.1.14. Заданный уровень давления в пневмораспределительной сети должен поддерживаться редукционными устройствами, управляемыми с помощью пневматической обратной связи. Допускается использовать взамен редукционных устройств двухлинейные пневмораспределители с электромагнитным управлением.

9.1.15. Защита пневмораспределительной сети должна осуществляться предохранительными клапанами, срабатывающими при превышении давления в сети на 10% выше номинального.

Конструкция сети должна исключать возможность подачи сжатого воздуха в какую-либо часть сети, незащищенную предохранительным клапаном.

9.1.16. Конструкция предохранительных клапанов, устанавливаемых в пневмораспределительной сети, должна предусматривать устройство для проверки исправности действия клапана в рабочем состоянии путем принудительного открывания его во время работы.

9.1.17. Количество предохранительных клапанов и их пропускная способность должны быть выбраны по расчету на основе "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", исходя из допустимого повышения давления в сети.

При установке на одном патрубке нескольких предохранительных клапанов площадь поперечного сечения патрубка должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечения клапанов, установленных на нем. Если длина патрубка превышает 1,0 м необходимо также учитывать величину

его сопротивления.

Замерзание конденсата в присоединительных патрубках предохранительных клапанов недопустимо.

9.2. Масляное хозяйство

9.2.1. Масляное хозяйство предназначено для хранения, обработки и транспортирования масла, используемого в оборудовании, установленном на ПС. Необходимость масляного хозяйства, место его размещения (в том числе и на территории ПС), назначение масляного хозяйства определяются владельцем масляного хозяйства на основе принятой им системы обслуживания подстанционного оборудования.

9.2.2. Масляное хозяйство, как правило, должно содержать:

маслосклад;

оборудование для определения качества, обработки (очистки, дегазации, сушки и введения присадок) и транспортирования масла;

Допускается в масляное хозяйство вводить дополнительно:

оборудование для хранения, обработки и транспортирования смазочных масел;

оборудование для обработки твердой изоляции трансформаторов (нагрев, сушка, термовакуумная обработка и т.п.);

оборудование для регенерации адсорбентов (силикагеля, цеолита).

9.2.3. Маслосклад должен соответствовать требованиям, предъявляемым к складам нефти и нефтепродуктов.

9.2.4. Количество емкостей для хранения масел и конструкция трубопроводов должна исключать возможность смешивания масел:

чистого (пригодного для применения без дальнейшей обработки) масла со свежим (требующим обработки перед заливкой в оборудование) или отработанным;

свежего масла с отработанным;

масел различных сортов.

Должно быть исключено попадание в камеры оборудования ПС непригодного к эксплуатации в нем масла.

Масляное хозяйство должно содержать отдельные насосы, а конструкция трубопроводов – отдельные маслопроводы, для раздельного транспортирования чистого, свежего и отработанного масел, изоляционного и смазочных масел.

9.2.5. Состав оборудования для определения качества масел должен обеспечивать возможность определения пригодности масла к эксплуатации в оборудовании ПС.

9.3. Газовое хозяйство

9.3.1. При необходимости ПС должны обеспечиваться привозным газом (водородом, азотом, углекислым газом, элегазом), поставляемым в баллонах.

Для приема и хранения баллонов на ПС следует предусматривать приемо-раздаточный пункт (склад) с механизированной погрузкой и разгрузкой баллонов.

9.3.2. Устройство средств транспортирования и мест хранения, а также эксплуатация баллонов должны соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

9.3.3. Устройство газопроводов должно соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов" и других правил и норм Госкомитета при Кабинете Министров Украины по надзору за безопасностью труда.

9.3.4. Водород, углекислый газ и сжатый воздух подаются к СК по трубопроводам, прокладываемым открыто на общих стойках, с расположе-

нием трубопроводов (сверху-вниз) углекислый газ - водород - воздух.

Допускается при обоснованиях прокладка трубопроводов углекислого газа и водорода в лотках.

9.3.5. Помещения фундаментов СК, ЗРУ и закрытых приемо-раздаточных пунктов (складов) газов должны быть оснащены газоанализаторами, заблокированными с аварийной вентиляцией, автоматически включающейся при концентрации газа, превышающей 10% нижнего концентрационного предела взрыва, и сигнализирующими о возникновении опасных концентраций газов на щит управления ПС и на площадку перед входной дверью в помещение.

10. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

10.1. Застройка территории (горизонтальная планировка)

10.1.1. Решение генерального плана ПС должно охватывать размещение всех зданий, сооружений, автодорог, путей перекачки трансформаторов и инженерных сетей в пределах ограды ПС, а также должно быть увязано со схемой разводки линий электропередачи всех напряжений, подъездных автомобильных и железных дорог, инженерных коммуникаций.

Решения генерального плана должны приниматься с учетом конечной схемы развития ПС.

При расположении ПС на территории промышленного предприятия или населенного пункта, генеральный план ПС должен быть увязан с генеральным планом предприятия или с генеральным планом застройки населенного пункта.

10.1.2. Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектным этапом развития ПС.

Территория, предусмотренная для развития ПС до конечной схемы, оговаривается проектом и оформляется при отводе площадки.

10.1.3. ТП 10 кВ с открытой установкой трансформаторов и шкафов

РУ ВН и НН (шкафного типа), расположенные вблизи лагерей отдыха детей, школ, домов культуры и отдыха, должны быть ограждены внешним забором.

10.1.4. Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС должно обеспечивать:

использование индустриальных методов производства строительных и монтажных работ;

ревизию, ремонты и испытание оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;

проезд (подъезд) пожарных автомашин;

доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных средств;

максимальную плотность застройки ПС (см. раздел 16).

10.1.5. Свободная от застройки территория ПС должна озеленяться путем засева травами. Территория ОРУ может засеваться травой, а отдельные участки засыпаться гравием или щебнем в соответствии с требованиями ПУЭ. Вне ОРУ допускается посадка кустарников и деревьев.

10.1.6. На территории ОРУ для обеспечения обходов дежурного персонала предусматривается устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции.

10.2. Вертикальная планировка

10.2.1. При вертикальной планировке территории ПС следует применять:

сплошную систему планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;

выборочную или местную систему планировки с выполнением планировочных работ только на участках, где расположены отдельные здания с сохранением естественного рельефа на остальной территории.

Выборочную систему планировки следует применять также при наличии скальных грунтов, при необходимости сохранения деревьев и при неблагоприятных гидрогеологических условиях.

10.2.2. Основные здания и сооружения ПС, имеющие значительную протяженность (открытые и закрытые РУ, ОПУ, продольный путь перекачки трансформаторов), а также внутриплощадочные автодороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, должны, как правило, располагаться своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

10.2.3. Вертикальную планировку следует проектировать с максимальным использованием естественного рельефа, как правило, с нулевым балансом земляных масс.

Уклоны поверхности площадки надлежит принимать не менее 0.003. Уклоны вдоль ячеек ОРУ, как правило, должны быть не более 0.05 - для глинистых грунтов, 0.03 - для песчаных грунтов, 0.01 - для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески). В условиях просадочных грунтов II типа минимальные уклоны планируемой поверхности следует принимать 0.005.

Уклоны вдоль ячеек ОРУ допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований ПУЭ и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0.12.

10.2.4. В особо трудных условиях горной и пересеченной местности допускается планировать территорию ПС террасами. Сопряжение террас следует производить откосами, а при стесненных условиях, допускается заменять откосы подпорными стенками. Высоту откосов, исходя из условий эксплуатации ПС, рекомендуется принимать не более 2.5 м.

10.2.5. Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен, как правило, осуществляться поверхностным способом. Устройство ливневой канализа-

ции допускается при наличии обоснования.

10.2.6. При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории следует предусматривать защиту от заболачивания и затопления. Защита площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производится при помощи водозащитных сооружений.

10.3. Автомобильные дороги и пути перекатки трансформаторов

10.3.1. На территории ПС 35 кВ и выше, за исключением комплектных ПС 35 кВ, должны предусматриваться внутриплощадочные автомобильные дороги.

10.3.2. Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами, должны быть предусмотрены, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам: к трансформаторам, шунтирующим реакторам, СК, к зданию маслохозяйства и емкостям масла, ОПУ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ 110 кВ и выше, вдоль конденсаторных установок, к каждой фазе выключателей 330-750 кВ, компрессорной, склада хранения водорода и материальному складу, ресиверам водорода, насосным и резервуарам воды.

Покрытие проезжей части указанных внутриплощадочных автомобильных дорог должно выполняться в соответствии с требованиями нормативов по проектированию внутренних автомобильных дорог промышленных предприятий с учетом габаритов и веса транспортных средств.

Покрытие ремонтных площадок у трансформаторов, СК и т.п. следует выполнять аналогично покрытию основных внутриплощадочных автодорог.

Ко всем остальным зданиям и сооружениям предусматриваются проезды со щебеночным (гравийным) или грунтощебеночным покрытием, обеспечивающим круглогодичный проезд автотранспорта.

10.3.3. Внутриплощадочные автодороги ПС напряжением 110 кВ и выше должны проектироваться, как правило, по кольцевой системе.

10.3.4. Для ПС с трансформаторами мощностью 1 МВ.А и выше должна предусматриваться подъездная автодорога для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог.

10.3.5. Железнодорожные пути перекачки трансформаторов (шунтирующих реакторов) должны предусматриваться на ПС:

при наличии подъездного железнодорожного пути для доставки на ПС тяжеловесных грузов (трансформаторов, шунтирующих реакторов, СК);

при установке на ПС однофазных трансформаторов (шунтирующих реакторов) с резервной фазой.

10.3.6. Продольный путь перекачки трансформаторов, как правило, совмещается с автомобильной дорогой и, по возможности, должен быть горизонтальным.

В исключительных случаях, по условиям вертикальной планировки, продольный уклон пути допускается принимать не более 1%.

10.3.7. Применение старогодных рельсов при строительстве путей перекачки трансформаторов не допускается.

11. ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

11.1. На ПС с постоянным дежурством персонала следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям.

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин, шахтных колодцев, при необходимости, с соответствующей водоподготовкой до питьевого качества.

При отсутствии канализационных сетей следует предусматривать местные очистные сооружения. Состав очистных сооружений, степень очистки сточных вод и место сброса очищенных сточных вод определяется в соответствии с требованиями и нормативами природоохранных органов.

Украины. Как правило, следует предусматривать использование очищенной воды на пополнение систем оборотного технического водоснабжения, полив зеленых насаждений и т.п.

11.2. На ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурства персонала, расположенных в канализированных населенных пунктах и на территории промышленных предприятий, вблизи существующих или проектируемых сетей водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м), в здании ОПУ или в здании ремонтно-эксплуатационного персонала должен предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

При отсутствии вблизи ПС сетей водопровода и канализации на ПС должны предусматриваться неутепленная надворная уборная с водонепроницаемым выгребом и шахтный колодец. Если вода из колодца непригодна для питья или сооружение колодца невозможно либо нецелесообразно по гидрологическим и инженерно-геологическим условиям, необходимо предусматривать доставку воды передвижными средствами.

11.3. При определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды следует учитывать также расход воды на полив всей территории ПС за исключением территории ОПУ.

11.4. Противопожарный водопровод на ПС должен предусматриваться в зависимости от отнесения ПС к группам в соответствии с обязательным приложением 4.

11.4.1. Наружный противопожарный водопровод следует предусматривать:

на ПС I группы - высокого давления;

на ПС II группы - низкого давления;

В качестве водисточника противопожарного водопровода следует предусматривать использование существующей внешней сети, водохранилищ, рек, прудов и т.п., а при их отсутствии - специально предусмотренных резервуаров или искусственных водоемов в количестве не менее

двух, объем которых определяется исходя из расчетных расходов воды и продолжительности тушения пожара (см. раздел 12).

На ПС III группы наружный противопожарный водопровод и противопожарные резервуары (водоемы) не предусматриваются за исключением случаев, предусмотренных нормативами на наружные сети водоснабжения.

11.4.2. Внутренний противопожарный водопровод следует предусматривать на ПС I и II группы:

в зданиях щитов управления, маслоаппаратных, насосных станциях питьевого и технического водоснабжения, компрессорных станциях с общим объемом помещения более 3000 м³, в ЗРУ с категорией В по пожарной опасности и в закрытых ПС;

в административных, складских и вспомогательных производственных зданиях в соответствии с требованиями норм проектирования внутреннего водопровода.

При наличии на ПС III группы наружного противопожарного водопровода в зданиях этих ПС следует предусматривать внутренний противопожарный водопровод в соответствии с нормативами на внутренние сети водопровода.

11.5. Системы технического водоснабжения (охлаждение оборудования, кондиционирование воздуха, мойка автотранспорта и т.п.) следует выполнять по оборотной схеме.

11.6. Для пополнения системы технического водоснабжения используются водозаборы, как правило, из естественных водоемов, подземных вод непитьевого качества или очищенных сточных вод. При необходимости и целесообразности следует предусматривать комплекс соответствующих мероприятий по водоподготовке.

Использование подземных вод питьевого качества для систем технического водоснабжения допускается с разрешения органов по регулированию использования и охране вод.

12. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И СИСТЕМЫ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ

12.1. Категория зданий и помещений ПС по взрывопожарной и пожарной опасности определяется согласно обязательному приложению 3.

12.2. Оборудованию установками автоматического пожаротушения подлежат:

трансформаторы и реакторы 500 кВ и выше независимо от мощности; трансформаторы 220 и 330 кВ с единичной мощностью 200 МВ.А и более;

трансформаторы 110 кВ и выше мощностью 63 МВ.А и выше закрытых ПС;

кабельные туннели и закрытые галереи, кабельные этажи, проходные кабельные шахты ПС 500 кВ и выше, а также закрытых ПС 110 кВ и выше;

кабельные туннели и закрытые галереи, кабельные этажи, проходные кабельные шахты ПС с маслонаполненными кабелями, за исключением кабельных сооружений, в которых проложены маслонаполненные кабели в металлических трубопроводах;

закрытые склады ЛВЖ и ГЖ - площадью 500 м² и более;

подпольные пространства залов для ЭВМ систем управления технологическим процессом ПС 500 кВ и выше.

Для автоматического включения насосов и запорно-пусковых устройств установок пожаротушения должны использоваться:

для трансформаторов (реакторов) - защита от внутренних повреждений трансформаторов или реакторов (см. п. 6.10);

для остальных помещений и сооружений - пожарные извещатели.

Дистанционный пуск установок пожаротушения предусматривается в соответствии с требованиями п. 7.1.7.

12.3. Оборудованию установками автоматической пожарной сигнализации подлежат:

кабельные туннели и закрытые галереи, кабельные этажи, проходные

кабельные шахты ПС 220-750 кВ;

кабельные туннели и закрытые галереи, кабельные этажи, проходные кабельные шахты ПС с маслонаполненными кабелями в металлических трубопроводах;

залы для ЭВМ систем управления технологическим процессом, в которых нет постоянного персонала;

закрытые склады для ЛВЖ и ГЖ - площадью от 100 до 500 м²;

помещения маслоподпитывающих устройств для маслонаполненных кабелей ПС - площадью 100 м² и более;

закрытые трансформаторные мастерские - площадью 100 м² и более;

административные и бытовые помещения во вставках и встройках в производственные здания, кроме помещений с мокрыми процессами.

12.4. Расчетное время тушения пожара водяных и пенных автоматических установок пожаротушения должно приниматься 10 мин., после чего установка должна отключаться автоматически или вручную. Запас воды должен обеспечивать работу автоматической установки пожаротушения в течении 30 мин.

12.5. Расположение оросителей автоматической установки пожаротушения трансформаторов (реакторов) должно обеспечивать орошение с интенсивностью 0.2 л/сек. м² защищаемой поверхности, включая высоковольтные вводы, маслоохладители и маслоприемник в пределах бортового ограждения. Расположение оросителей и их количество уточняется по картам орошения.

12.6. Инертность пуска автоматической установки пожаротушения (время с момента срабатывания пожарного извещателя до поступления огнетушащего вещества в зону пожара) не должно превышать более 3 мин.

12.7. Расчетный объем воды на пожаротушение трансформаторов (реакторов) на ПС должен определяться в зависимости от отнесения ПС к группам в соответствии с обязательным приложением 4:

для открытых ПС I группы - как расчетный объем воды, расходуемый из системы автоматического пожаротушения трансформатора (реактора)

за 0.5 ч плюс 10 л/сек из пожарных гидрантов или водоемов в течение 0.5 ч;

для закрытых ПС I группы - как расчетный объем воды, расходуемый из системы автоматического пожаротушения трансформатора за 0.5 ч плюс расчетный расход воды на наружное и внутреннее пожаротушение здания ПС, определяемые по нормативам на наружные и внутренние сети водоснабжения, в течении 3 ч;

для открытых ПС II группы и для ПС III группы при наличии на последних противопожарного водопровода - как расчетный объем воды из пожарных гидрантов с расходом, принимаемым для здания на ПС, требующего наибольшего расхода воды на наружное пожаротушение, определяемый по нормативам на наружные сети водоснабжения, в течении 3 ч;

для закрытых ПС II группы - как расчетный объем воды на наружное и внутреннее пожаротушение с расходом воды, определяемым по нормативам на наружные и внутренние сети водоснабжения, в зависимости от степени огнестойкости здания и категории здания по пожарной опасности, в течении 3 ч.

12.8. Для повышения противопожарной защиты кабельного хозяйства ПС допускается применение для покрытия кабелей огнезащитных материалов, прошедших соответствующие испытания и рекомендованных к применению Управлением пожарной безопасности.

На действующих ПС, где по техническим причинам кабельные сооружения не могут быть оборудованы автоматическими установками пожаротушения, допускается осуществлять противопожарную защиту кабельных трасс покрытием кабелей огнезащитными материалами, уплотнением мест прохода кабелей через строительные конструкции и выполнением автоматической пожарной сигнализации.

12.9. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосорбники в соответствии с требованиями ПУЭ.

12.10. Маслоотводы выполняются, как правило, закрытыми. В отдельных случаях (например, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.) при специальном обосновании допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

трасса открытых маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслonaполненной аппаратуры;

сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

12.11. Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных ПС и ПС 110 кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения и обеспечения подъезда автотранспорта.

Для закрытых ПС рекомендуется маслосборник совмещать с маслоприемником. При этом вне здания ПС следует предусматривать колодец для откачки масла и воды.

Для ПС 750 кВ маслосборники рекомендуется размещать вблизи маслonaполненного оборудования.

12.12. Маслосборники должны вмещать:

для открытых ПС I группы - 100% объема масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и 80% расчетного объема воды, расходуемой на пожаротушение трансформаторов (реакторов);

для закрытых ПС I группы - 100% объема масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и 100% расчетного объема воды, расходуемой из системы автоматического пожаротушения трансформаторов);

для открытых ПС II группы - 100% объема масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и 80% расчетного

объема воды из пожарных гидрантов;

для закрытых ПС II группы - 100% объема масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и 80% расчетного объема воды на внутреннее пожаротушение здания ПС;

для ПС III группы - 100% объема масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, плюс 20 м³ (запас).

12.13. В каждом отсеке помещения подпитывающего пункта маслоснабленных кабелей должна предусматриваться система маслоудаления, обеспечивающая удаление масла в маслосборник в течении 20 мин.

12.14. Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м) установленное оборудование и сооружения, а также на пути прохода персонала. В необходимых случаях должны устанавливаться отбойные щиты.

12.15. Между ресиверами с водородом и помещением склада баллонов с водородом должна предусматриваться стена из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 1.5 ч без проемов.

13. РЕМОНТ, ТЕХНИЧЕСКОЕ И ОПЕРАТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

13.1. Выбор форм организации оперативного, технического обслуживания и ремонта ПС осуществляется предприятием-владельцем ПС в зависимости от местных условий.

13.2. Ремонт и техническое обслуживание ПС осуществляется, как правило, централизованно, специализированными выездными бригадами с РПБ (РЗП) предприятий электрических сетей либо с базовой ПС группы ПС. В обоих случаях для обслуживания ПС на ней предусматриваются производственные помещения, а также используются передвижные ремонтные мастерские службы ПС или группы ПС. При этом, если данная ПС является базовой для группы ПС, не имеющих РПБ, на ней должно предусматриваться ЗВН.

На ПС 220-750 кВ могут быть организованы местные специализированные бригады. В этом случае на ПС также должно быть предусмотрено

ЗВН, в состав помещений которого должна входить мастерская по ремонту выключателей и другого оборудования, оснащенная грузоподъемными механизмами.

13.3. Оперативное обслуживание с постоянным дежурством персонала осуществляется на ПС 330-750 кВ, на ПС 220 кВ (за исключением оговоренных ниже) и на отдельных узловых ПС 110-150 кВ по усмотрению эксплуатирующих организаций.

На всех остальных ПС 10 кВ и выше, а также на ПС 220 кВ по схемам без выключателей на стороне ВН, расположенных в промышленных районах, предусматривается оперативное обслуживание оперативно-выездными бригадами.

Оперативное обслуживание с дежурством "на дому" осуществляется только на ПС 35-150 кВ, которые удалены от других ПС на расстояние более 30-40 км.

На ПС 35-150 кВ, совмещенных с диспетчерским пунктом района электрических сетей (РЭС), осуществляется совмещение диспетчерских функций по РЭС с оперативным обслуживанием ПС.

13.4. В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания, должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи и т.п. Рабочее место оперативного персонала ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления.

13.5. На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, техническому и ремонтному обслуживанию силового оборудования, средств релейной защиты, автоматики, телемеханики, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности, должно предусматриваться здание ремонтно-эксплуатационного персонала.

В здании ремонтно-эксплуатационного персонала должно предусматриваться обогреваемое помещение для ремонтно-эксплуатационного пер-

сонала площадью до 18 кв. м. помещение средств связи, помещение вычислительных устройств АСУ ТП (при необходимости), а в случаях, предусмотренных разделом 11, санитарно-технический блок.

13.6. На ПС с применением элегазового оборудования (КРУЭ или выключателей) рекомендуется предусматривать специальные помещения, дополнительно оборудованные в соответствии с их назначением:

помещение для ревизии и ремонта элементов ячеек КРУЭ или элегазовых выключателей, не загрязненных продуктами разложения элегаза;

помещение для вскрытия и ремонта модулей ячеек КРУЭ или элементов элегазовых выключателей, загрязненных продуктами разложения элегаза;

помещение для проведения работ с цеолитом по его активации, очистке и заполнению фильтров;

помещение для наладки выключателей с приводом ячеек КРУЭ.

Все помещения для ремонтов и ревизий элементов КРУЭ или элегазовых выключателей должны быть изолированы от улицы и от других помещений (в том числе и друг от друга). Помещения должны быть особочистыми, не должны допускать попадания пыли и дыма, полы, стены и потолки должны иметь пыleneобразующее покрытие.

Кроме того, следует предусматривать дополнительно помещение площадью до 18 м² каждое:

для хранения баллонов с элегазом и азотом;

для защитной спецодежды, устройств и приспособлений;

для чистки и обезвреживания защитной спецодежды и приспособлений от продуктов разложения элегаза.

В зале КРУЭ должны быть предусмотрены монтажно-ремонтная площадка для размещения сервисной аппаратуры. Необходимо, чтобы вышеперечисленные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой располагались бы на одном уровне с залом КРУЭ.

13.7. Ремонтное обслуживание трансформаторов на ПС напряжением

до 750 кВ включительно, независимо от мощности трансформаторов должно осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором следует предусматривать ремонтную площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с демонтируемого трансформатора, технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние:

от крана до оборудования - 1 м;

между оборудованием - 0,7 м.

13.8. Монтаж и ремонт СК должен осуществляться на месте их установки с помощью пневмоколесных кранов. Рядом с СК следует предусматривать ремонтную площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с СК, технологического оборудования и такелажа, необходимого для ремонтных работ.

14. ДИСПЕТЧЕРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

14.1. ПС 35 кВ и выше должны оснащаться средствами диспетчерско-технологического управления, используемыми для технологической связи и сбора, обработки и передачи информации, предназначенной для оперативно-диспетчерского контроля и управления, в том числе АСДУ и АСУ ТП.

Объемы информации, передаваемые с ПС, определяются в соответствии с действующими нормативами.

Для оперативного контроля и управления ТП и РП 10 кВ рекомендуется использование систем радиотелемеханики.

14.2. Сбор, обработка и передача телеинформации должны осуществляться, как правило, на базе программируемых микропроцессорных комплексов.

14.3. На ПС 35 кВ и выше, в зависимости от их значения в энергосистеме, структуры диспетчерского управления и способа оперативного

обслуживания, предусматриваются следующие виды связи:

- диспетчерская телефонная;
- производственно-технологическая;
- внутриобъектная и местная;
- каналы телеинформации;
- каналы передачи данных.

14.4. Диспетчерская телефонная связь с диспетчерскими пунктами, в непосредственном оперативном управлении которых находится оборудование данной ПС, организуется по некоммутируемым телефонным каналам.

Допускается параллельное включение в один канал диспетчерской связи нескольких ПС 35-110 кВ.

Резервирование диспетчерской связи и каналов телеинформации должно осуществляться по каналу, организованному по тракту, независимо от диспетчерского канала. При отсутствии такой возможности резервирование должно осуществляться по сети Минсвязи или других ведомств, а также при помощи радиоканала. Допускается использование средств УКВ радиосвязи специализированных бригад ОББ.

14.5. ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством персонала должны оборудоваться учрежденческими АТС с обязательным выходом абонентов на АТС выше стоящего уровня иерархии подчиненности.

Способ организации соединительных линий (СЛ) между АТС определяется техническими условиями эксплуатации (или техническим заданием на проектирование), а количество СЛ определяется расчетом и должно быть не менее 2.

Емкость и состав оборудования АТС должны выбираться на основании штатов, структуры производственных подразделений, размещаемых на ПС, а также с учетом автоматизации дальней связи Минэнерго.

Строительство новых или замена существующих АТС должна осуществляться на базе квазиэлектронных и электронных систем.

Емкость кросса АТС должна обеспечивать возможность включения ли-

ний комплексной распределительной сети, включая абонентов внутренней и местной связи АТС, линий диспетчерской и технологической связи, диспетчерского коммутатора, линий директорской связи, электрочасофикации, пожарной и охранной сигнализации и т.д.

14.6. На ПС 110 кВ с ограниченным объемом внутриобъектной связи вместо АТС могут использоваться ручные коммутаторы малой емкости или диспетчерские коммутаторы, емкость которых выбирается с учетом потребностей внутриобъектной связи.

14.7. В помещениях щитов управления ПС для дежурного персонала должен устанавливаться прямой телефон от сети Минсвязи, независимо от наличия на АТС или диспетчерском коммутаторе выхода на сеть Минсвязи.

14.8. На территории ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством персонала для эксплуатационного и ремонтного обслуживания должны устанавливаться телефоны от АТС или коммутатора ПС в следующих местах:

в производственных помещениях ОПУ и зданий вспомогательного назначения;

в каждом РУ;

в караульном помещении проходного пункта.

Количество телефонных аппаратов и места их установки определяются местными условиями.

14.9. На ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством персонала должна устанавливаться аппаратура громкоговорящей поисковой связи с установкой громкоговорителей в помещениях технического персонала и РУ.

Громкоговорящая поисковая связь также должна устанавливаться на проходном пункте ПС.

14.10. ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством персонала должны:

радиофицироваться от местных узлов радиовещания Министерства связи или другого ведомства. Радиофикация должна выполняться по от-

дельной распределительной сети:

оборудоваться устройствами электрочасофикации. При проектировании системы электрочасофикации учитываются количество и места установки вторичных электрочасов, тип индикации (стрелочный, цифровой). Для передачи сигналов электрочасофикации должна использоваться комплексная внутренняя сеть здания.

Радиофикация и электрочасофикация выполняются для здания ОПУ в целом.

14.11. Электропитание средств диспетчерско-технологического управления на ПС должно осуществляться:

основное питание - от щита собственных нужд сети переменного тока;

резервное питание - от аккумуляторных батарей оперативного тока 220 В, через агрегаты бесперебойного питания (АБП) на ПС с оперативным постоянным током, или от аккумуляторных батарей напряжением 24 и 60 В через АБП на ПС с оперативным переменным и выпрямленным током.

При соответствующем обосновании на ПС с оперативным постоянным током допускается установка аккумуляторных батарей на 24 и 60 В.

Емкость аккумуляторных батарей, используемых для резервного электропитания СДТУ, должна быть достаточной для питания всей потребляемой нагрузки в течении 1 ч - на ПС с двухсторонним питанием и в течении 2 ч - на ПС с односторонним питанием.

Аккумуляторные батареи напряжением 24 и 60 В должны работать в режиме постоянного подзаряда. Для подзаряда, а также послеаварийного заряда следует предусматривать выпрямительные устройства для каждой в отдельности группы аккумуляторных батарей 24 и 60 В.

На ПС 110 кВ и выше, на которых предусматриваются крупные узлы СДТУ, для резервного питания средств диспетчерско-технологического управления при соответствующем обосновании (например: при отсутствии резервирования от независимого источника переменного тока в случае

исчезновения питания от сети собственных нужд) применяются автоматизированные дизель-электрические станции.

14.12. Оборудование диспетчерско-технологического управления на ПС с ОПУ рекомендуется размещать в следующих помещениях:

аппаратура ВЧ каналов по ВЛ, аппаратура уплотнения кабельных и радиорелейных линий, УКВ и КВ радиостанций, АТС, радиотрансляционный узел, аппаратура передачи данных и абонентский телеграф - в аппаратной связи;

устройства телемеханики, диспетчерский коммутатор, пульт управления радиостанции и устройства контроля электропотребления - в помещении щита управления;

специализированная аппаратура ВЧ каналов по ВЛ и тональных каналов для РЗА и ПА, аппаратура телемеханики для ПА - в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА;

устройства электропитания, которые должны группироваться по назначению, - в отдельных помещениях, как правило, в нижних этажах здания ОПУ (помещения вводных и вводно-распределительных щитов электропитания, выпрямителей и преобразователей, аккумуляторной и др.). На ПС с небольшим объемом оборудования диспетчерско-технологического управления допускается размещение в аппаратной диспетчерско-технологического управления аккумуляторных батарей небольшой емкости, которые устанавливаются в специальном шкафу с вытяжной вентиляцией.

В закрытых ТП 10 кВ допускается установка средств передачи информации и устройств резервного электропитания в помещении РУ 10 кВ. При этом аккумуляторные батареи устанавливаются в специальных шкафах, оборудованных вытяжной естественной вентиляцией.

Допускается размещение радиостанций и радиотрансляционного узла в помещении щита управления ПС. При размещении УКВ и КВ радиостанций и электронного оборудования должны предусматриваться мероприятия для исключения влияния помех, возникающих при работе силового электрообо-

рудования.

14.13. Оборудование диспетчерско-технологического управления на ПС без ОПУ должно размещаться в специальных шкафах наружной установки или в отдельно выделенном помещении, предусмотренном для оперативного персонала и ремонтно-эксплуатационных нужд.

14.14. На ПС 220 кВ и выше, на которых предусматривается организация узлов СДТУ энергосистем, при соответствующем обосновании допускается размещение оборудования СДТУ в отдельно стоящем здании узла связи.

15. АСУ ТП И ДИАГНОСТИКА

15.1. На ПС 110 кВ и выше должны применяться автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), являющиеся составной частью диспетчерско-технологического управления ПС. АСУ ТП выполняет следующие функции:

сбор исходной информации о схеме ПС и параметрах технологических процессов ПС;

регистрация и отображение параметров нормальных и аварийных режимов высоковольтного оборудования;

регистрация срабатывания устройств релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, автоматики управления;

обработка зарегистрированной информации с целью анализа работы и диагностирования устройств релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, автоматики управления электротехническим оборудованием и др.;

выдача информации в удобной форме персоналу на ПС и передача ее на высшие уровни управления;

обработка и хранение данных о состоянии оборудования, библиотеки происшедших аварий, нормативно-справочной информации;

тренаж оперативного персонала.

АСУ ТП должна содержать данные о режимах работы следующих объектов управления ПС:

отходящих линий электропередачи 110 кВ и выше;

силовых трансформаторов;

реакторов (шунтирующих, компенсационных и линейных);

сборных шин РУ 110 кВ и выше;

выключателей 110 кВ и выше;

разъединителей 110 кВ и выше;

устройств РЗА, ПА и автоматики управления.

Для ПС 110-220 кВ по упрощенным схемам допускается применение упрощенной АСУ ТП, выполняющей только функции регистрации срабатывания устройств релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики и автоматики управления.

15.2. АСУ ТП должна содержать информационное, программное и техническое обеспечение системы.

15.2.1. Информационное обеспечение включает в себя информационную базу, методы, способы и формы работы с информацией, отображающей объект, и организацию указанной информации в целях эффективного ее использования (обработки), хранения, а также обмена между системой и потребителями информации, внешними по отношению к системе.

Все элементы информационного обеспечения должны обладать методическим единством. Информация должна собираться, храниться и обрабатываться на основе единых массивов в виде базы данных. Создание базы данных должно осуществляться средствами, совместимыми для всех типов ЭВМ.

15.2.2. Программное обеспечение включает в себя рабочие программы, необходимые для выполнения функций АСУ ТП и для обеспечения процедуры разработки, отладки и испытаний рабочих программ.

15.2.3. Техническое обеспечение представляет собой комплекс тех-

нических средств, применяемых для функционирования АСУ ТП, которые структурно формируются, как правило, в двух уровнях:

первый уровень - регистраторы событий;

второй уровень - центральное вычислительное устройство.

Техническое обеспечение упрощенной АСУ ТП выполняется в одном уровне - регистрации событий.

15.3. Регистраторы событий рекомендуется устанавливать для каждого объекта управления ПС.

15.4. Регистраторы событий АСУ ТП должны регистрировать, как правило, входные аналоговые и входные дискретные сигналы.

15.4.1. Рекомендуется предусматривать следующие виды входных аналоговых сигналов:

мгновенное значение тока и напряжения от измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;

сигналы в виде напряжения и тока с выходов измерительных органов РЗА и ПА;

сигналы в виде напряжения и тока с термопар, датчиков давления и т.п.

На один регистратор событий число регистрируемых аналоговых сигналов должно быть не менее 14.

15.4.2. Рекомендуется предусматривать следующие виды входных дискретных сигналов:

"сухие контакты" от устройств ПА, РЗ и автоматики управления подстанционных элементов, устройств передачи информации по ВЧ каналам;

блок-контакты коммутационного оборудования;

контакты специальных промежуточных герконовых реле или эквивалентные им бесконтактные ключи.

На один регистратор событий число регистрируемых входных дискретных сигналов должно быть не менее 128.

15.5. Средства АСУ ТП рекомендуется размещать следующим образом:
регистраторы аналоговых и дискретных сигналов — по месту установки устройств РЗА и ПА;

центральное вычислительное устройство — в отдельном помещении площадью не менее 25 м².

15.6. Средства АСУ ТП должны быть обеспечены бесперебойным электропитанием.

15.7. АСУ ТП должна осуществлять автоматическую передачу экспресс-информации (дискретные сигналы) об аварийных событиях на вышший уровень с нулевым приоритетом со временем передачи не более одной минуты, а также передачу остальной информации по запросу.

15.8. На ПС 330 кВ и выше должна предусматриваться диагностика в следующем объеме:

контроль исправности устройств РЗ и ПА;

непрерывный контроль изоляции высоковольтных вводов 330 кВ и выше силовых трансформаторов и трансформаторов тока;

непрерывный контроль механического и коммутационного ресурса выключателей 110 кВ и выше;

периодический контроль температуры нагрева контактных элементов при помощи передвижных устройств.

Рекомендуется на ПС дополнительно предусматривать контроль следующих параметров:

состояние изоляции обмоток силовых трансформаторов 330 кВ и выше;

появление деформации обмоток силовых трансформаторов 330 кВ и выше;

наличие влаги в масле силовых трансформаторов 330 кВ и выше;

остаточный ресурс силовых трансформаторов 330 кВ и выше;

состояние аккумуляторных батарей;

температурное состояние контактных соединений в шкафах КРУ.

Параметры диагностики СК и конденсаторных установок определяются

при конкретном проектировании.

15.9. Постоянно действующие устройства диагностики должны включаться в систему АСУ ТП.

16. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

16.1. Экологические воздействия ПС подразделяются на:

16.1.1. Воздействия, количественные параметры которых не требуют специальных мероприятий по защите, утилизации или снижению воздействия на окружающую среду. К таким воздействиям относятся утечки газа из элегазового оборудования при нормальной эксплуатации и выбросы паров (аэрозолей) серной кислоты из аккумуляторных помещений в конце заряда при первичной формовке аккумуляторных батарей.

16.1.2. Воздействия, количественные параметры которых требуют мероприятий по защите окружающей среды:

использование земельных угодий;

шумовое воздействие от трансформаторов, реакторов, синхронных компенсаторов и систем вентиляции;

воздействие напряженности электрического поля на территории ПС;

бытовые стоки и ливневые стоки с загрязненных площадок стоянки автомашин и складов нефтепродуктов;

аварийный выброс масла из маслонаполненного оборудования;

утечка нефтепродуктов от технологического оборудования и складов;

16.2. Охрана земельных угодий, изымаемых под строительство ПС, а также прилегающих к ней участков, должна обеспечиваться следующими решениями:

16.2.1. Для строительства ПС изымаются, как правило, непригодные для сельскохозяйственного использования земли и незалесенные территории. Допускается, в исключительных случаях, расположение ПС на

орошаемых, осушенных и пахотных землях по решению соответствующих органов, а также на территории, занятой кустарниками и малоценными насаждениями.

16.2.2. Конструктивные и компоновочные решения ПС должны обеспечивать наиболее рациональное использование отведенной под строительство территории (плотность застройки, многоярусность, многоэтажность и т.п.).

Плотность застройки территории вновь проектируемой ПС должна быть не менее:

для 35 кВ - 80%

для 110-220 кВ - 75%

для 330-750 кВ - 68%

Плотность застройки ПС определяется в процентах как отношение площади застройки к площади ПС в ограде.

Площадь застройки определяется как сумма площадей ОРУ (в пределах их ограждений) и всех зданий, сооружений и монтажных площадок с учетом резервируемой площади в пределах ограды.

16.2.3. Следует предусматривать снятие плодородного слоя почвы (как под насыпью, так и для выемки).

Условия хранения и порядок использования снятого плодородного слоя почвы определяется органами, принимающими решение об изъятии земельного участка.

16.2.4. Вертикальную планировку площадки строительства ПС следует предусматривать с максимальной степенью сохранения естественного микрорельефа.

Поверхность площадки под строительство ПС допускается повышать только в случае угрозы подтопления паводками или искусственным подпором.

При размещении площадки строительства на заболоченной территории или с высоким стоянием грунтовых вод с целью предотвращения засоле-

ния. забо́лоченности рекомендуется предусматривать понижение уровня грунтовых вод (дренаж) на площадке строительства.

16.3. Снижение уровней шума в расчетных точках до допустимых пределов следует производить:

увеличением расстояний между источником шума и расчетными точками;

созданием звукового экрана между источником шума и расчетными точками в виде ограждающих конструкций зданий, стенок необходимой высоты, зеленых насаждений и т.п.;

закрытой установкой шумоизлучающего оборудования с применением глушителей шума.

16.4. Компоновка оборудования и ошиновка ОРУ 330-750 кВ должны обеспечивать наименьшее влияние электрического поля на обслуживающий персонал. В случаях, когда электрическое поле на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормами значения, необходимо предусматривать стационарные, инвентарные и индивидуальные средства защиты.

16.5. С целью охраны водоемов и почвы от загрязнения сточными водами на ПС следует:

обеспечить улавливание масла при повреждении маслонаполненного оборудования в соответствии с требованиями раздела 12;

предусмотреть сброс бытовых стоков ПС в существующую сеть канализации либо предусмотреть устройство местных очистных и других сооружений в соответствии с требованиями раздела 11.

16.6. Для исключения попадания в почву существующих ПС экологически опасных изолирующих жидкостей конденсаторов (трихлордифенила), в месте установки конденсаторов для сбора аварийных утечек следует предусматривать мероприятия по их улавливанию в соответствии с рекомендациями раздела 8.

Уловленная пропиточная жидкость конденсаторов должна вывозиться в

места, согласованные с санэпидемстанцией.

16.7. При ремонте аккумуляторных батарей и элегазового оборудования должна быть предусмотрена нейтрализация отработанного электролита и продуктов разложения элегаза.

17. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОХРАНЫ

17.1. Комплекс охранных мероприятий ПС включает:

ограждение по периметру ПС;

охранное освещение;

охранную блокировочную сигнализацию;

проходной пункт;

запретные зоны.

17.2. Внешнее ограждение ПС, оборудованной периметральной охранной сигнализацией предусматривается в соответствии с требованиями ПУЭ и настоящих Норм и должно быть высотой не менее 2 м.

17.3. Охранное освещение по периметру ПС должно выполняться:

на ПС 330 кВ и выше;

на ПС 220 кВ со сборными шинами на стороне ВН.

Наименьшая освещенность, создаваемая охранным освещением вдоль внутренней стороны ограждения ПС, должны быть не менее 0.5 лк на уровне земли в горизонтальной плоскости. Ширина освещаемой полосы должна быть не менее 10 м.

На остальных ПС 35 кВ и выше должно предусматриваться наружное освещение, включаемое при необходимости.

17.4. Электропитание сети охранного освещения осуществляется самостоятельными линиями от сети рабочего освещения.

17.5. Охранное освещение должно находиться нормально в отключенном состоянии и включаться автоматически по всему периметру ПС при получении сигнала от любого блокучастка периметральной охранной сиг-

нализации.

Для проверки состояния освещения и осмотра запретной зоны в ночное время следует предусматривать ручное управление охранным освещением:

из караульного помещения - на ПС, оборудованных проходными пунктами;

со щита управления - для остальных ПС.

17.6. Осветительные приборы охранного освещения должны подвешиваться на отдельно стоящих опорах или на кронштейнах, устанавливаемых на столбах ограды, и закрепляться для исключения раскачивания их ветром.

17.7. Для проходного пункта и караульного помещения должно предусматриваться рабочее и аварийное освещение от двух независимых источников питания на переменном токе.

17.8. Охранная блокировочная сигнализация по периметру ПС предусматривается:

на ПС 330 кВ и выше;

на ПС 220 кВ со сборными шинами на стороне ВН.

Тип периметральной охранной сигнализации ПС должен согласовываться с соответствующими органами в установленном порядке.

17.9. Охранную блокировочную сигнализацию по периметру ПС следует располагать на спланированной территории с внутренней стороны наружного ограждения ПС, на удалении 2-3 м от него.

На ПС, имеющих военизированную охрану, следует предусматривать пешеходную тропу служебных нарядов шириной 1 м на расстоянии 3-4 м от внутренней стороны наружного ограждения ПС.

Выгораживание пятиметровой запретной зоны на ПС не предусматривается.

17.10. На ПС 110 кВ и выше без постоянного дежурства персонала и без периметральной охранной сигнализации необходимо предусматри-

вать:

оборудование внутренними замками и охранной блокировочной сигнализацией всех входных дверей ОПУ, ЗРУ совмещенного с ОПУ, насосных станций водоснабжения и зданий закрытых ПС;

защитные металлические решетки и блокировку остекленных проемов датчиками контроля разрушения стекла на окнах первых этажей ОПУ, насосных станций водоснабжения и зданий закрытых ПС.

На ПС с постоянным дежурством персонала предусматривается блокировка окон и дверей насосной станции водоснабжения и помещения хранения оружия и боеприпасов, отдельных помещений электронно-вычислительных машин без постоянного дежурства персонала, ремонтных мастерских.

17.11. Для охранной сигнализации по блокировке периметра ПС должна предусматриваться автономная кабельная сеть.

17.12. Передачу сигналов охранной блокировочной сигнализации следует предусматривать:

на проходной пункт - на ПС, имеющих военизированную охрану;

на щит управления ПС - на ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством персонала и не имеющих военизированной охраны;

на диспетчерский пункт - на ПС 110 кВ и выше без постоянного дежурства персонала.

17.13. Необходимость организации военизированной охраны на ПС определяется ее владельцем совместно с ведомственным органом военизированной охраны.

На ПС с военизированной охраной следует предусматривать:

один пост военизированной охраны, общей численностью 7 человек (один человек в смену);

проходной пункт ПС (вестибюль с тамбуром, комнаты для часового и хранения оружия, санузел). В комнате для часового устанавливаются средства связи и охранной сигнализации.

17.14. Проходной пункт должен располагаться на линии ограждения ПС у основного въезда на территорию ПС.

17.15. Оконные проемы караульного помещения, выходящие на внешнюю сторону ограждения, должны быть оборудованы металлическими решетками.

В комнате для хранения оружия и боеприпасов наружные окна не предусматриваются.

17.16. Для обеспечения бесперебойной работы аппаратуры охранной сигнализации должен быть предусмотрен аварийный источник питания.

233

Приложение 1

Обязательное

СХЕМЫ ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 10 - 750 кВ

СХЕМА 110-1; 150-1; 220-1; 330-1
Два блока линия-трансформатор с разъединителями

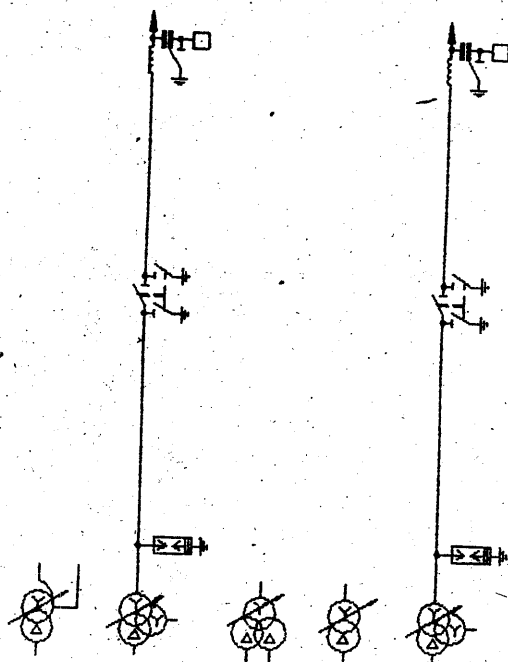
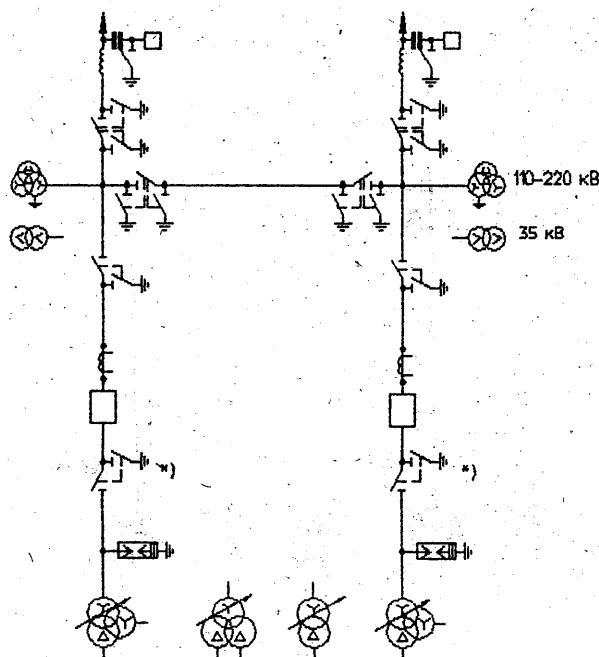


СХЕМА 35-2; 110-2; 150-2; 220-2

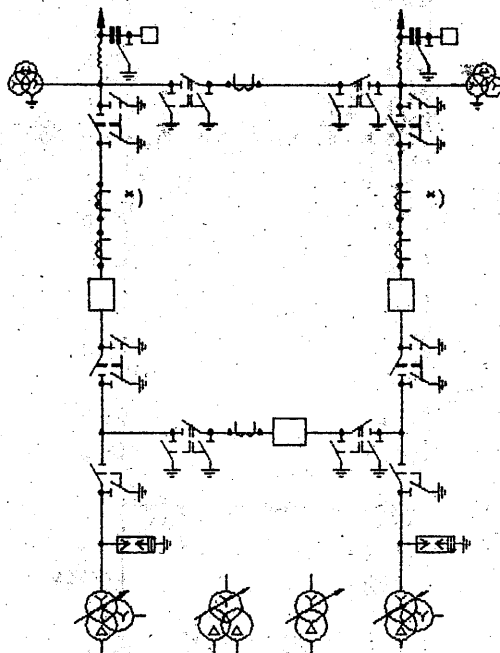
Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии



1. Разъединители, отмеченные *), предусматриваются при наличии питания со стороны СН.
2. Трансформаторы напряжения устанавливаются при соответствующем обосновании.*

СХЕМА 110-3; 150-3; 220-3

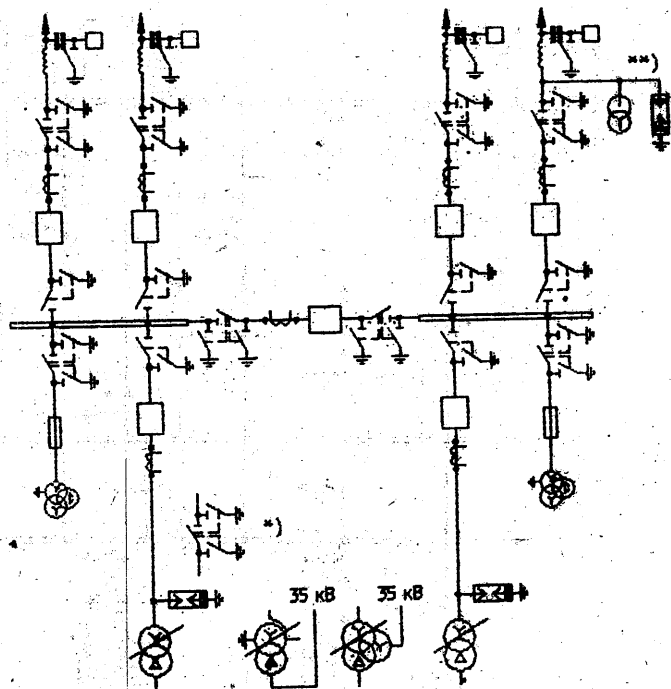
Мостик с выключателями в цепях линий
и ремонтной перемычкой со стороны линий



Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.

СХЕМА 35-5

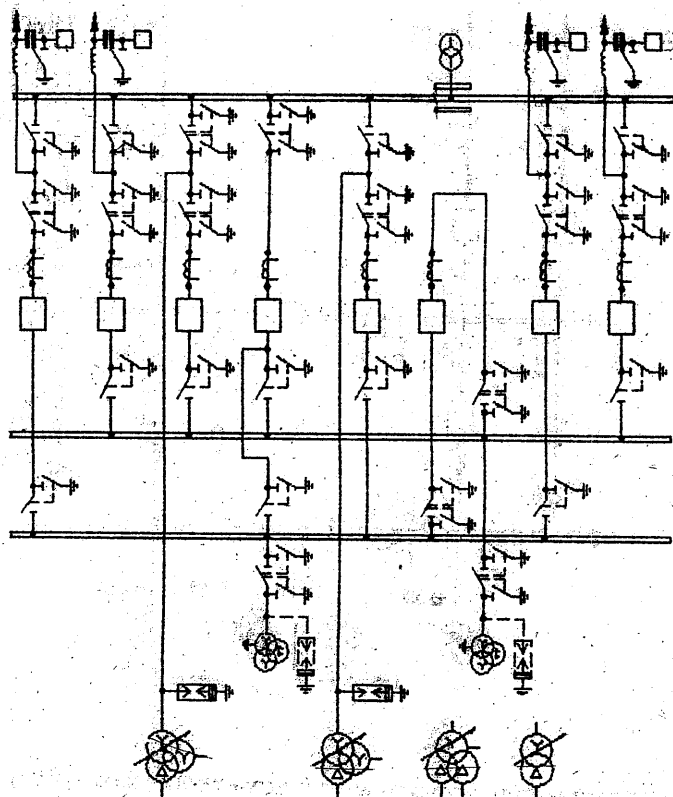
Одна, секционированная выключателем, система шин



1. Разъединители, отмеченные *); в цепях трансформаторов устанавливаются только в РУ НН и СН при трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах.
2. Комплекты трансформаторов напряжения и разрядников, отмеченные **), могут устанавливаться при необходимости АВР на одной из питающих подстанцию линий 35 кВ (резервной).

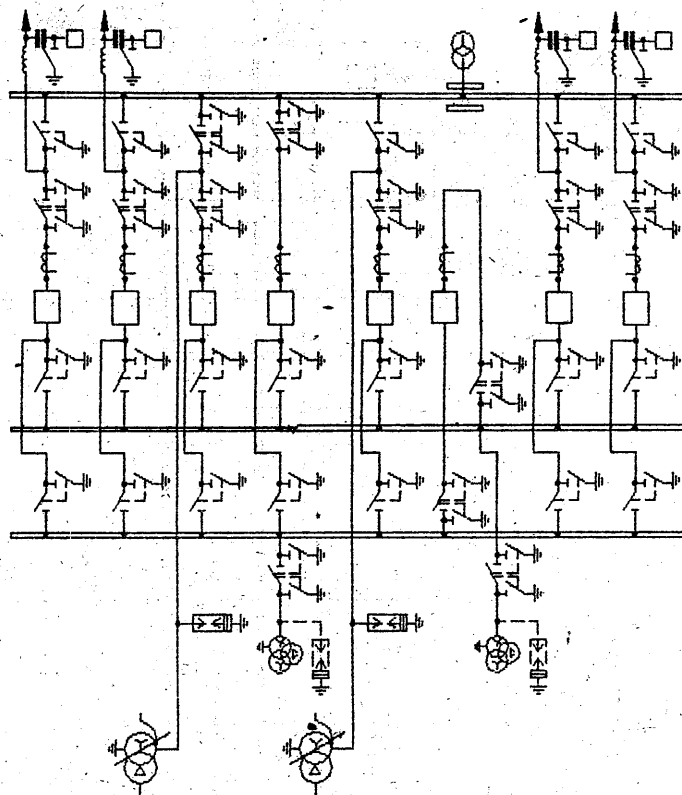
СХЕМА 110-6; 150-6; 220-6

Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин.



Необходимость установки разрядников на шинах уточняется при конкретном проектировании.

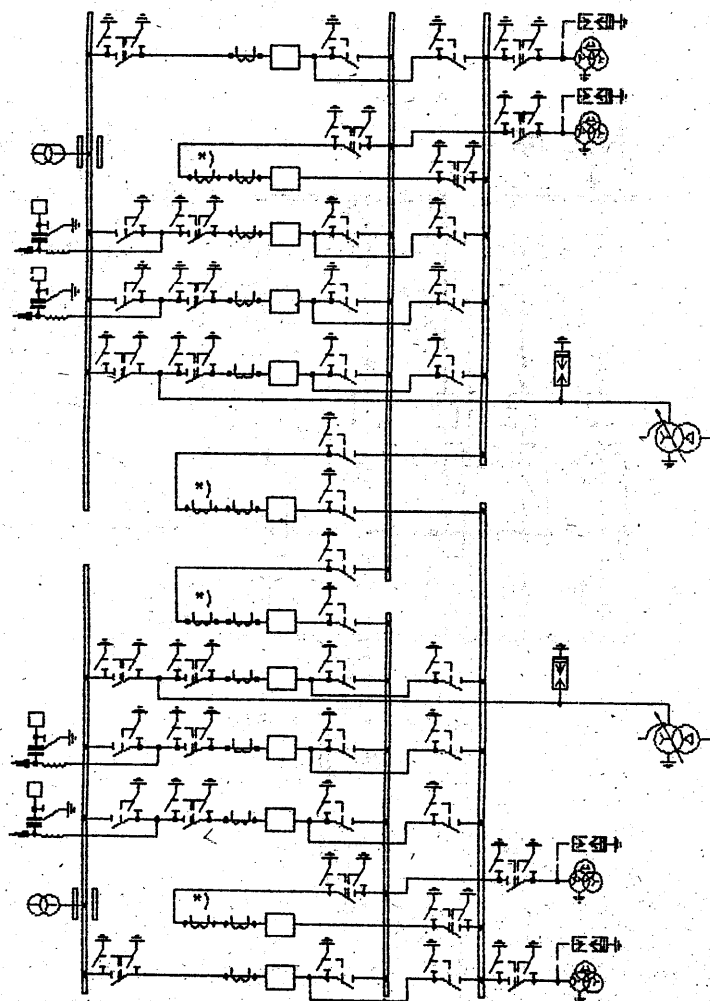
СХЕМА 110-7; 150-7; 220-7 Две рабочие и обходная система шин



Необходимость установки разрядников на шинах уточняется при конкретном проектировании.

СХЕМА 110-8; 150-8; 220-8

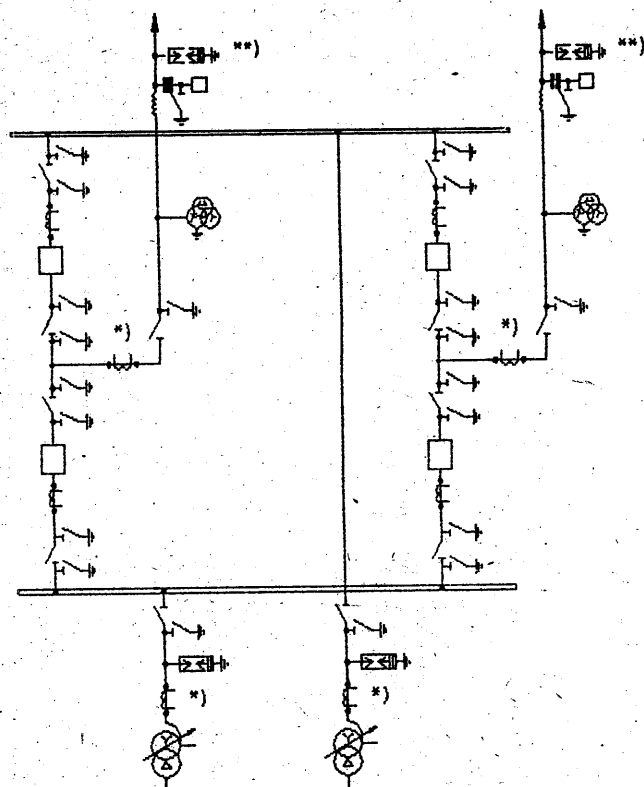
Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки разрядников на шинах уточняется при конкретном проектировании.

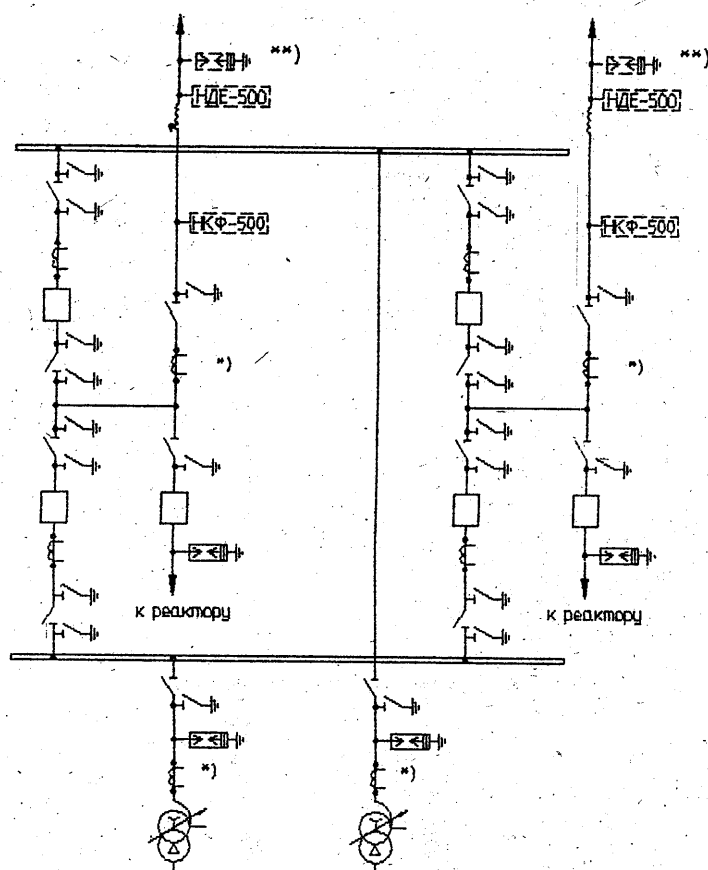
СХЕМА 220-9; 330-9

Четырехугольник



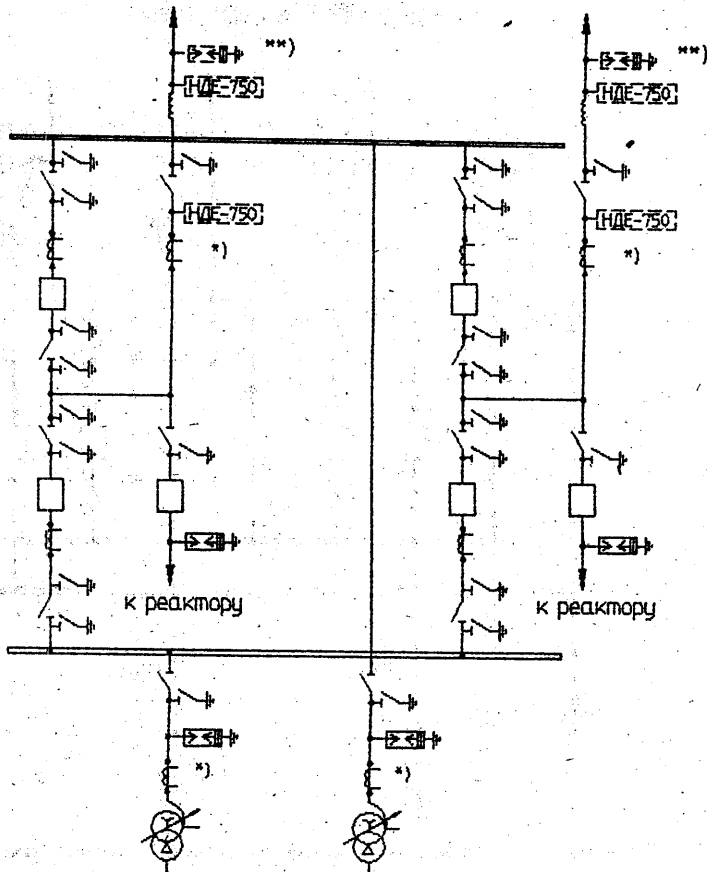
1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки на линиях 330 кВ разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.

СХЕМА 500-9 Четырехугольник



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки реакторов подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.
4. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.

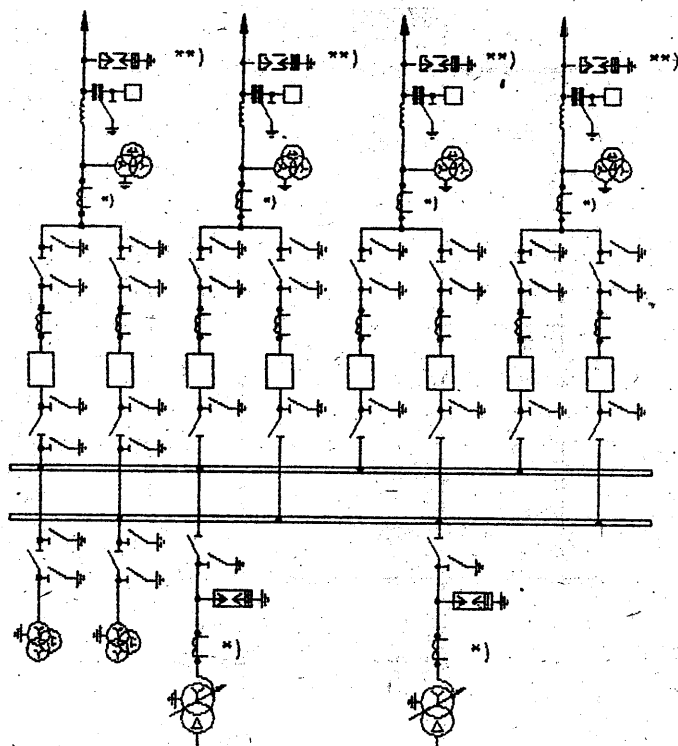
СХЕМА 750-9 Четырехугольник



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки реакторов подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.
4. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.

СХЕМА 330-10

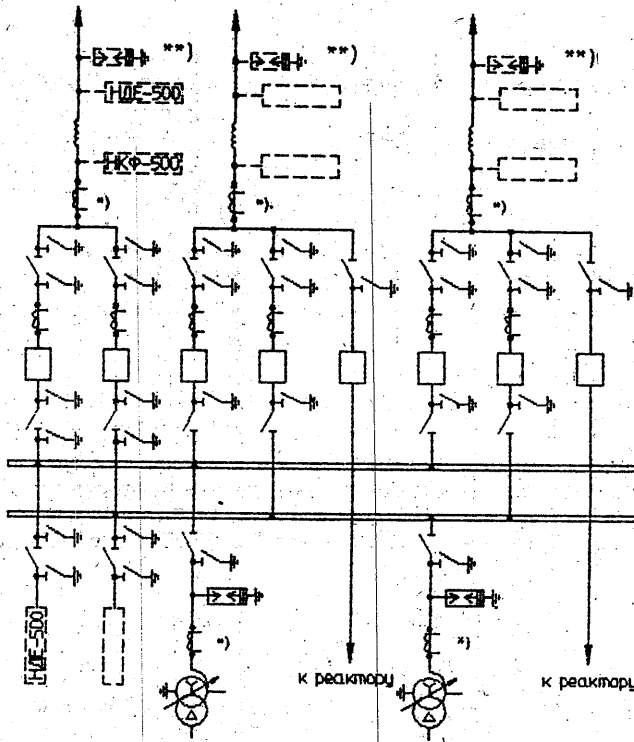
Трансформаторы-шины с присоединением линий
через два выключателя



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. Второй комплект заземляющих ножей на шинах устанавливается на шинном разъединителе соседней с трансформатором ячейке.
4. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.

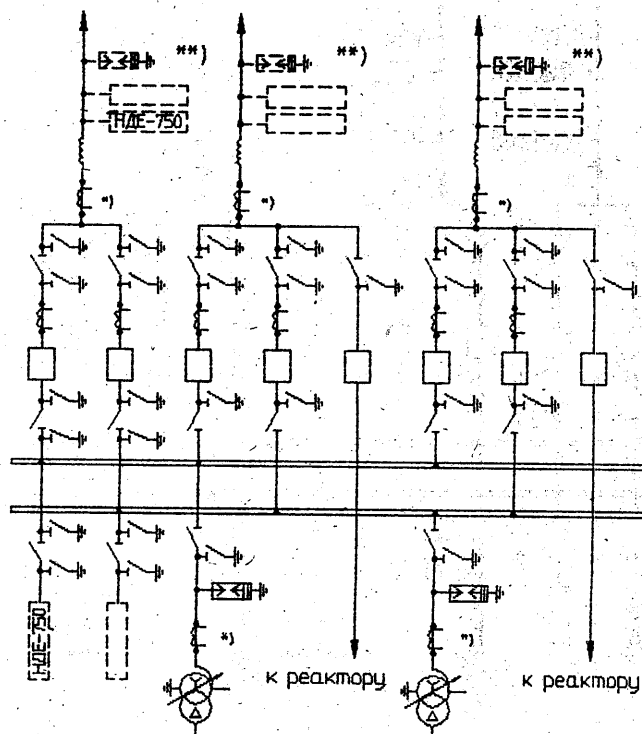
СХЕМА 500-10

Трансформаторы-шины с присоединением линий
через два выключателя



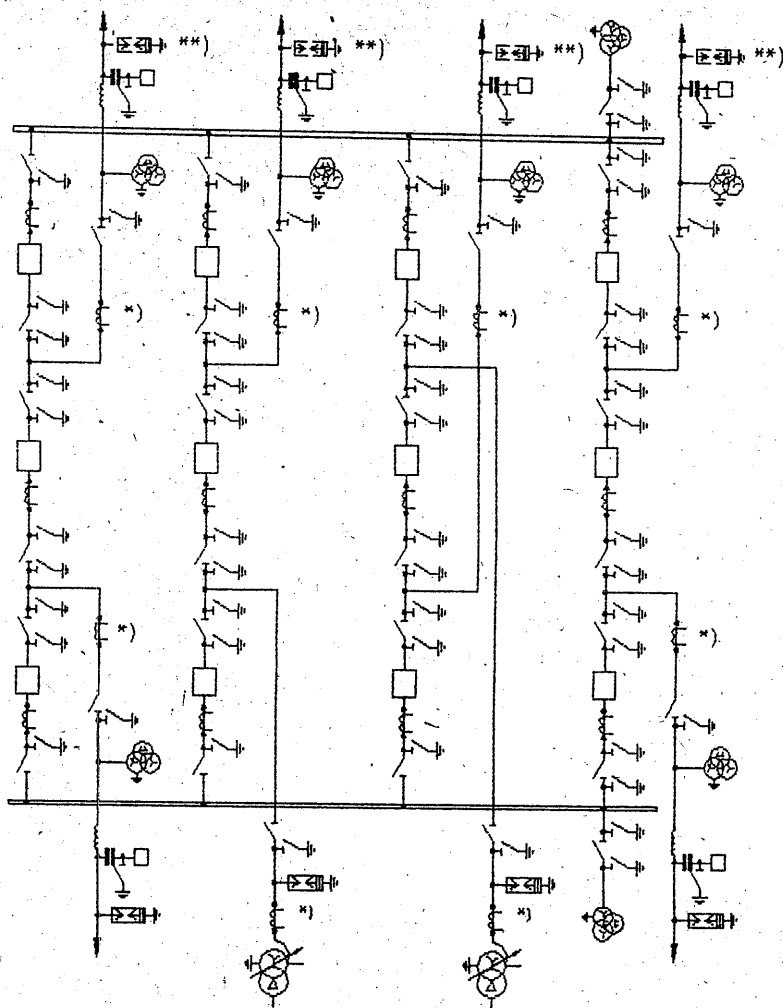
1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. Второй комплект заземляющих ножей на шинах устанавливается на шинном разъединителе соседней с трансформатором напряжения ячейке.
4. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.

СХЕМА 750-10 Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежат уточнению при конкретном проектировании.
3. Второй комплект заземляющих ножей на шинах устанавливается на шинном разъединителе соседней с трансформатором напряжения ячейке.
4. При соответствующем обосновании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.

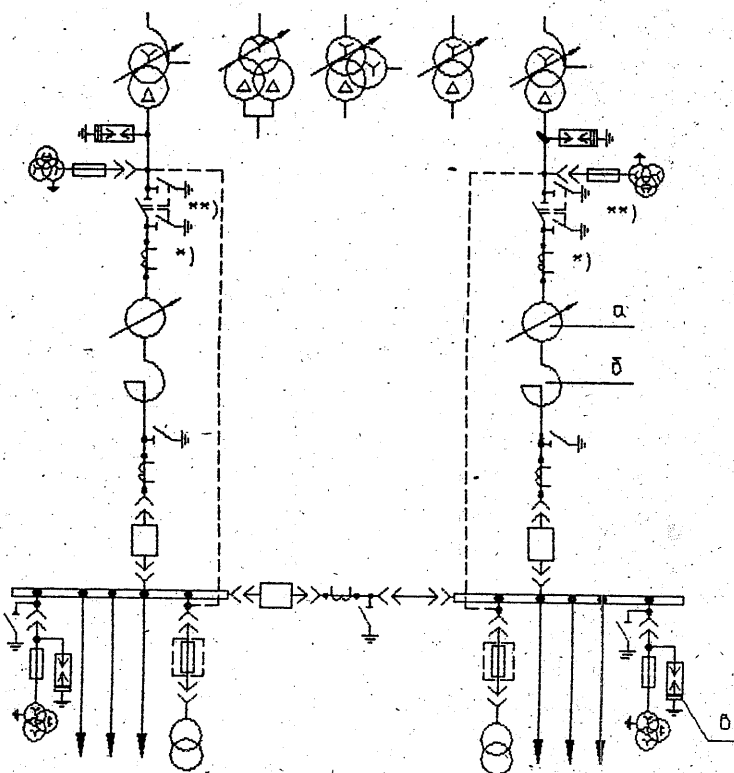
СХЕМА 330-11 Полуморная



1. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем оборудовании.
2. Необходимость установки на линиях разрядников, отмеченных **), подлежит уточнению при конкретном проектировании.
3. Второй комплект заземляющих ножей на шинах устанавливается на шинном разъединителе соседней с трансформатором напряжения ячейки.
4. При соответствующем оборудовании на линиях устанавливается второй комплект трансформаторов напряжения.

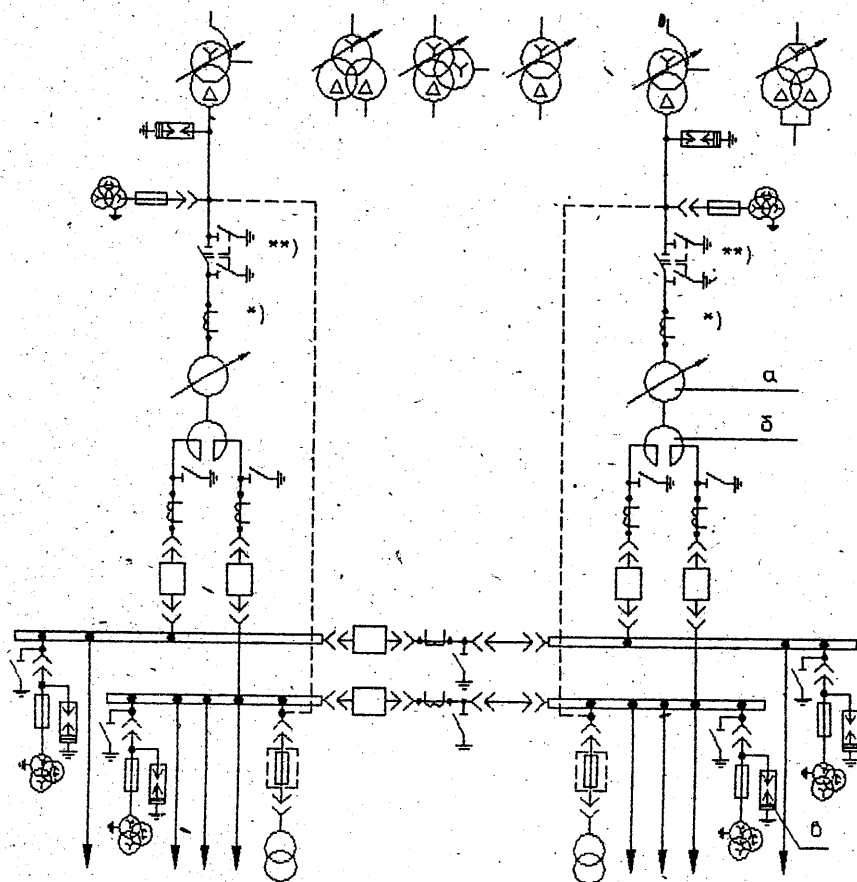
СХЕМА 10-1

Одна одиночная, секционированная выключателем,
система шин



1. Необходимость установки элементов а, б, в, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора собственных нужд определяется при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор собственных нужд присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов до выключателя (см. пункт 1).
3. Трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем оборудовании.
4. Разъединители, отмеченные **), устанавливаются только при наличии линейно-регулируемых трансформаторов.

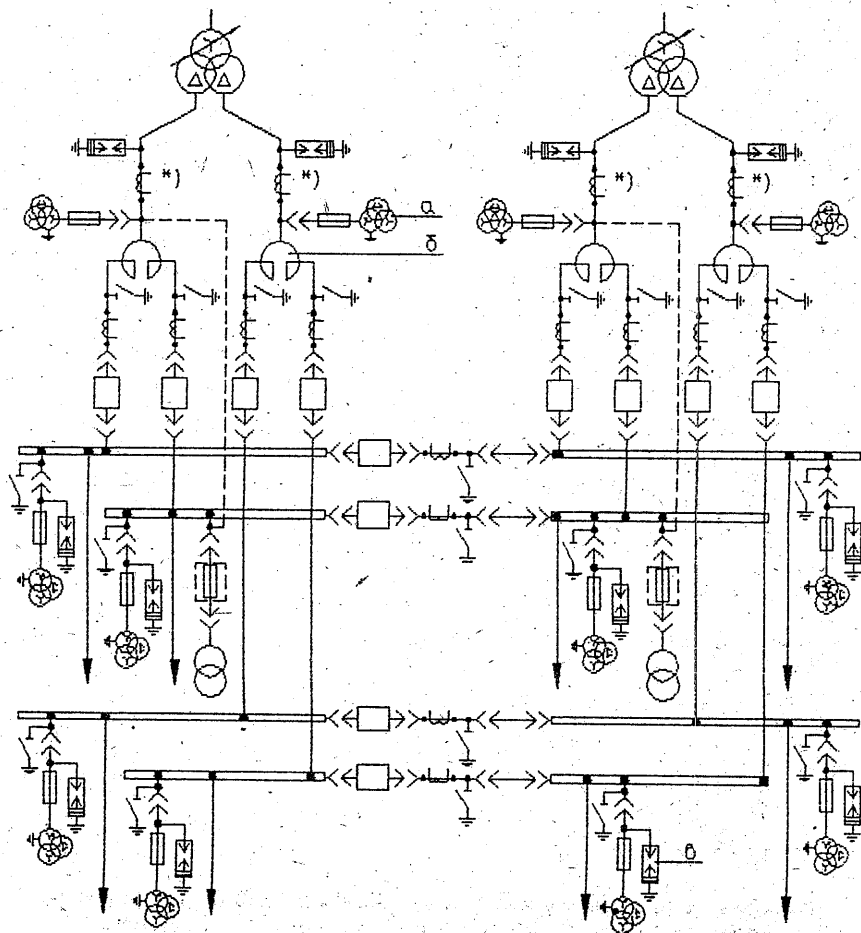
СХЕМА 10-2 Две одноточные, секционированные выключателями, системы шин



1. Необходимость установки элементов а, б, в, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора собственных нужд определяется при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор собственных нужд присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов до выключателя (см. пункт 1).
3. Трансформаторы тока, отмеченные **), устанавливаются при соответствующем обосновании.
4. Разъединители, отмеченные **), устанавливаются только при наличии линейно-регулирующих трансформаторов.

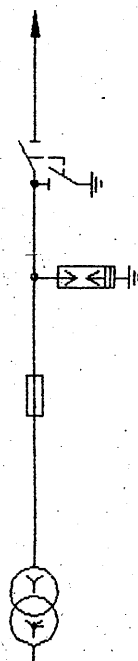
СХЕМА 10-3

Четыре одиночные, секционированные
выключателями, системы шин



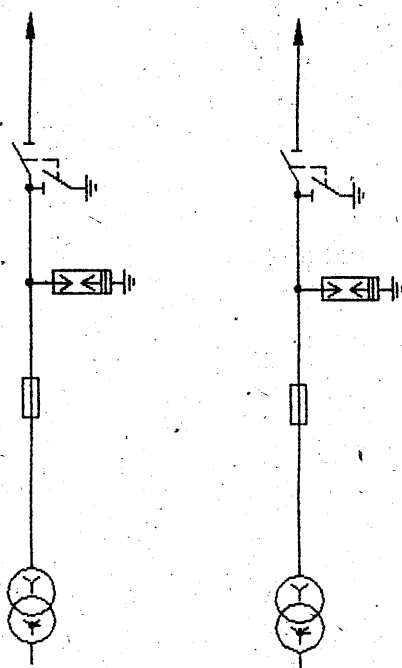
1. Необходимость установки элементов а, б, в, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора собственных нужд определяется при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор собственных нужд присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов до выключателя (см. пункт 1р).
3. Трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем оборудовании.

СХЕМА ТП-1 Блок линия-трансформатор



1. Вместо разъединителя может устанавливаться выключатель нагрузки при соответствующем обосновании.
2. При кабельных вводах разрядник не устанавливается.

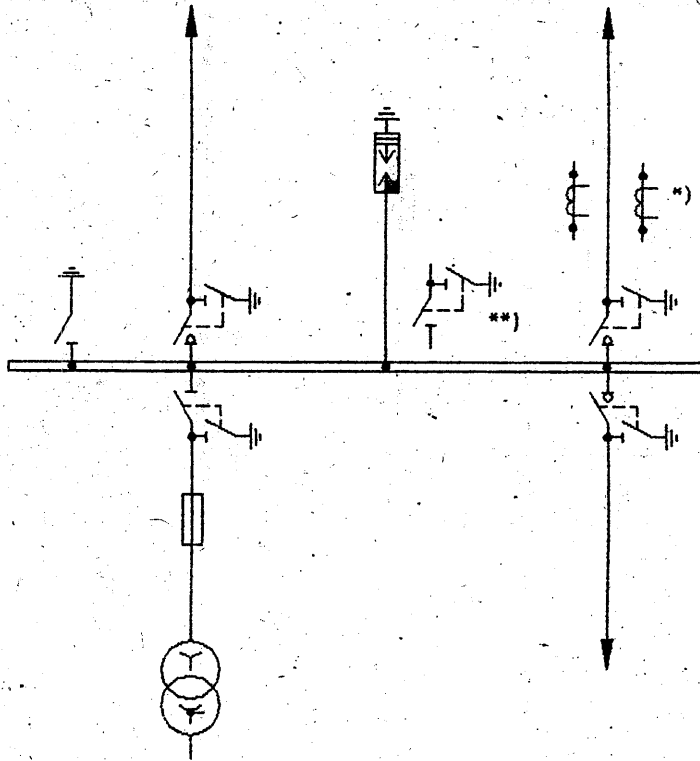
СХЕМА ТП-2 Два блока линия-трансформатор



1. Вместо разъединителей могут устанавливаться выключатели нагрузки при соответствующем обосновании.
2. При кабельных вводах разрядники не устанавливаются.

СХЕМА ТП-3

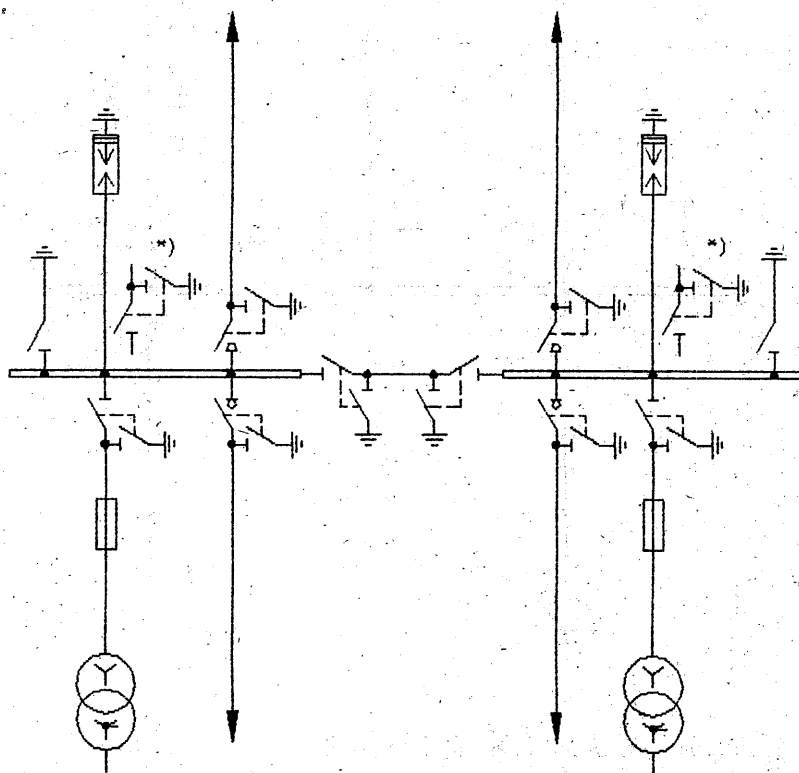
Одна несекционированная система шин



1. Вместо разъединителя в цепи трансформатора может устанавливаться выключатель нагрузки.
2. Для ТП с кабельными вводами разрядники на шинах не устанавливаются.
3. Необходимость установки трансформаторов тока, отмеченных *), решается при конкретном проектировании.
4. Разъединители, отмеченные **), в цепи разрядников устанавливаются только при применении камер КСО или шкафов КРУ.

СХЕМА ТП-4

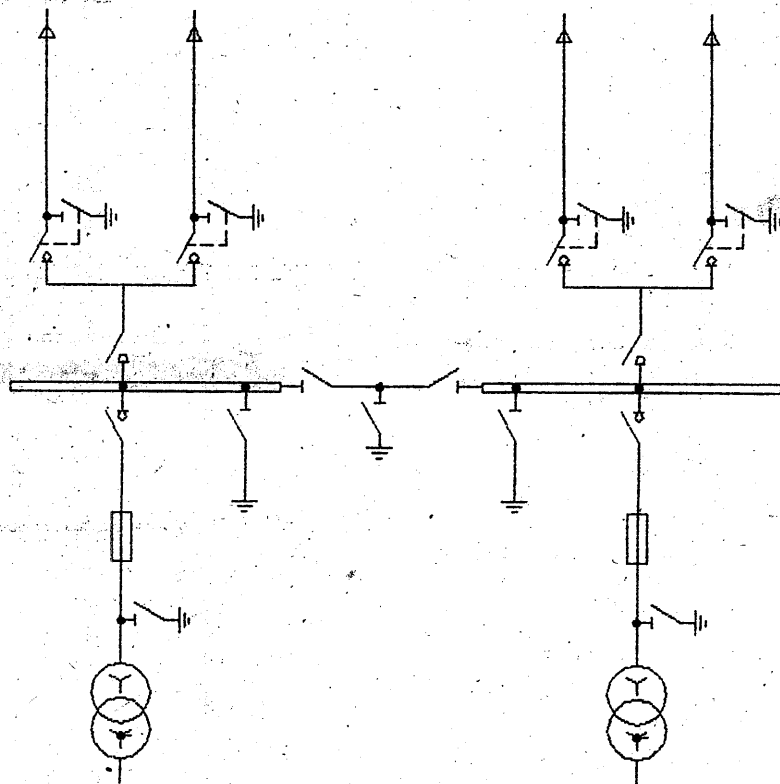
Одна, секционированная разъединителями, система шин



1. Вместо разъединителей в цепях трансформаторов могут устанавливаться выключатели нагрузки.
2. Для ТП с кабельными вводами разрядники на шинах не устанавливаются.
3. Разъединители, отмеченные (*), в цепях разрядников устанавливаются только при применении камер КСО или шкафов КРУ.

СХЕМА ТП-5

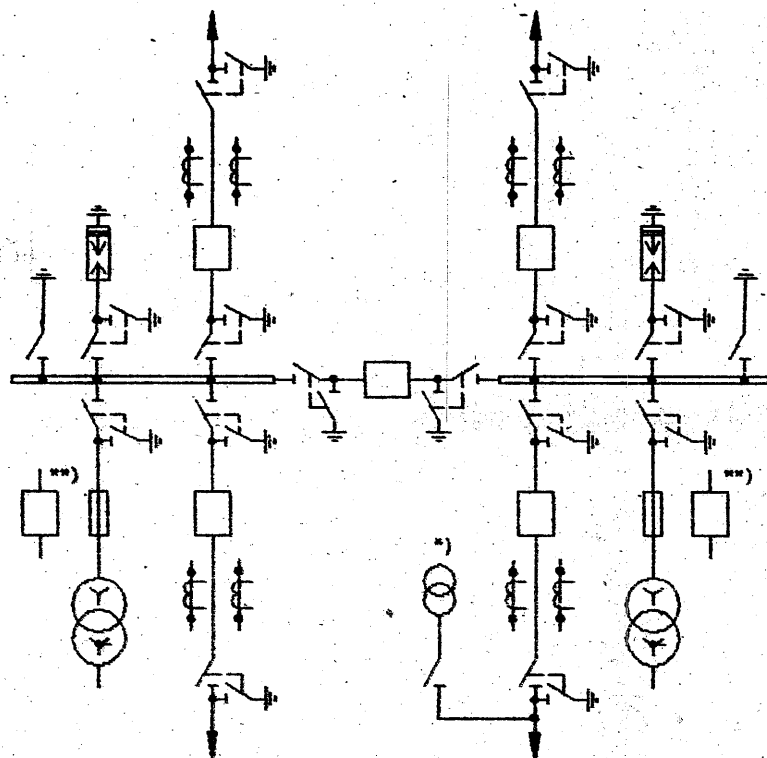
Одна, секционированная разъединителями, система шин
с транзитными питающими линиями



При наличии воздушных вводов 10 кВ на соответствующей секции шин устанавливается разрядник.

СХЕМА РП-1

Одна, секционированная выключателем, система шин



1. Для РП с кабельными вводами разрядники на шинах не устанавливаются.
2. Трансформаторы напряжения, отмеченные *), устанавливаются при необходимости устройства АВР на одной из питающих линий (резервной).
3. Выключатели, отмеченные **), рекомендуется устанавливать вместо предохранителей при мощности трансформаторов 630 кВ·А и более.

СХЕМА РП-2

Одна, секционированная выключателем, с дополнительным секционированием разъединителями система шин

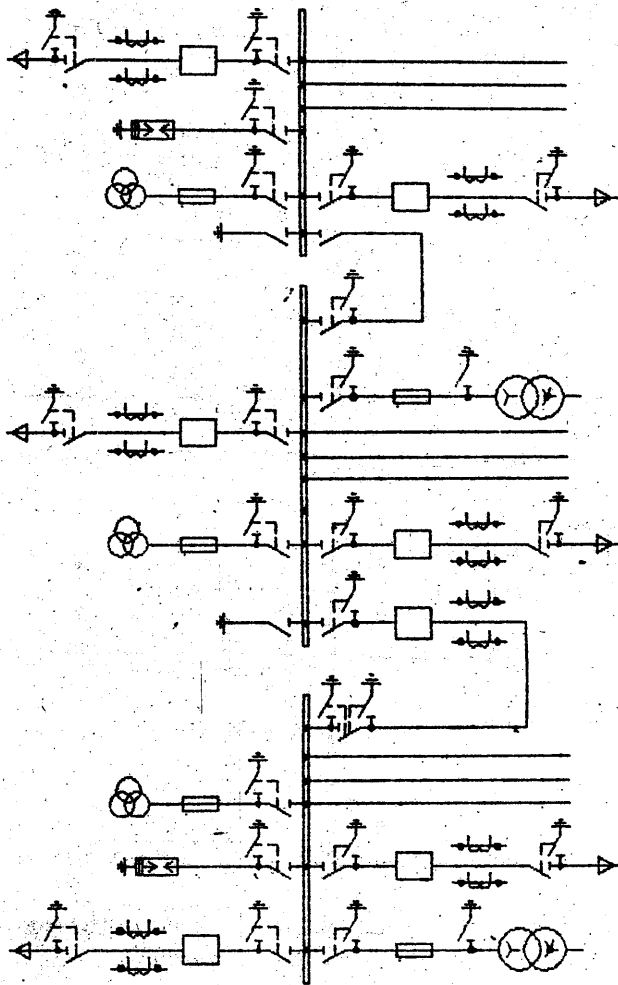
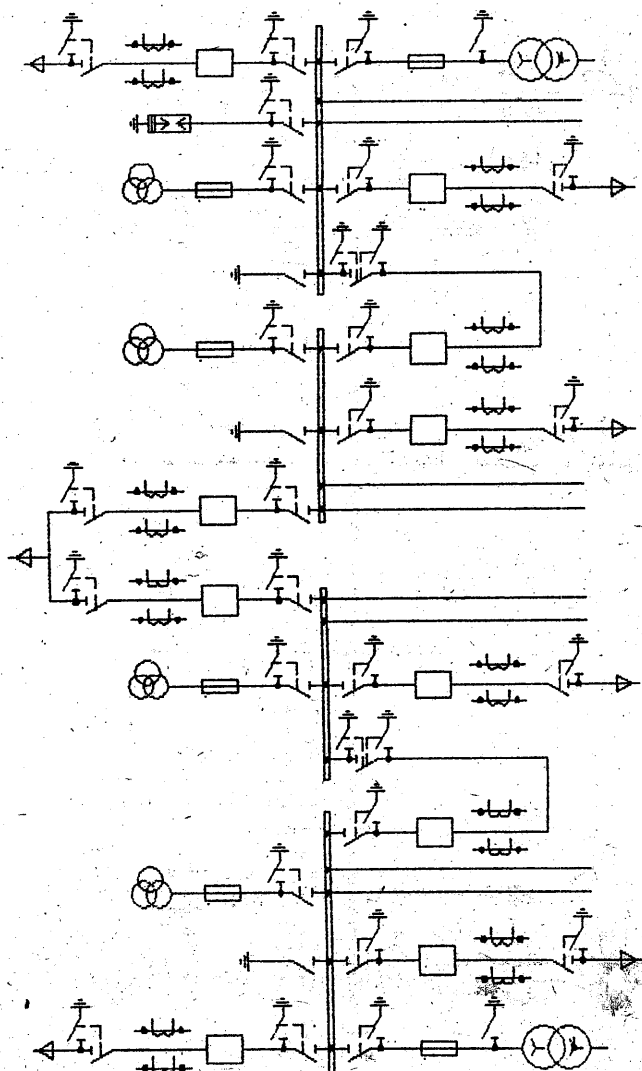


СХЕМА РП-3

Однонапряжённая секционная система шин с тремя питающими линиями
и двумя секционными выключателями



Приложение 2

Рекомендуемое

СОЧЕТАНИЯ СХЕМ РУ ДЛЯ УНИФИЦИРОВАННЫХ ПС 35-330 кВ

пп	NN Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность силовых трансформа торов, шт x МВ.А	Схемы РУ и количество отходящих линий на					
			ВН		СН		НН	
			Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	35/10	2x(1.0-6.3	35-2	2				не норми- руется
2			35-4	2			10-1	
3			35-5	3-4				
4	110/10	2x6.3					10-1	6
5		2x10					10-1	12
6		2x16	110-2	2			10-1	18
7		2x25					10-2	24
8		2x40					10-2	30
9		2x6.3					10-1	6
10		2x10	110-3				10-1	12
11		2x16	110-4	2			10-1	18
12		2x25					10-2	24
13		2x40					10-2	30

п/п	Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность силовых трансформа торов, шт x МВ.А	Схемы РУ и количество отходящих линий на					
			ВН		СН		НН	
			Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	110/10	2x6.3					10-1	6
15		2x10					10-1	12
16		2x16	110-6	3-4			10-1	18
17		2x25					10-2	24
18		2x40					10-2	30
19	110/35/10	2x6.3				2		6
20		2x10				2		12
21		2x16	110-2	2	35-5	4	10-1	18
22		2x25				4		24
23		2x40				4		30
24		2x6.3				2		6
25		2x10	110-3			2		12
26		2x16	110-4	2	35-5	4	10-1	18
27		2x25				4		24
28		2x40				4		30

пп	Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность силовых трансформа- торов, шт x МВ.А	Схемы РУ и количество отходящих линий на					
			ВН		СН		НН	
			Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий	Номер схемы	Колич. линий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
29		2x6.3				2		6
30		2x10				2		12
31	110/35/10	2x16	110-6	3-4	35-5	4	10-1	18
32		2x25				4		24
33		2x40				4		30
34		2x200	330-9	2	110-7	до 12		
35	330/110/НН	4x200	330-10	3-4	два РУ 110-7	до 20	См. примечание 2	

Примечания:

1. Для ПС и РУ напряжением 150 кВ рекомендуется принимать схемы как для 110 кВ.
2. На стороне НН, как правило, принимается напряжение 35 кВ с присоединением трансформаторов собственных нужд (при необходимости - ШКБ) блоком с выключателем к обмотке НН трансформатора. В отдельных случаях, при наличии вблизи ПС потребителей с концентрированной нагрузкой, напряжение на стороне НН принимается 10 кВ с применением схем 10-1, 10-2, 10-3.

**КАТЕГОРИЙНОСТЬ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ ПС
ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ**

NN пп	Наименование помещения или здания	Условия производства	Категория
1	2	3	4
1	Камера трансформатора (реактора) с маслонаполненным трансформатором (реактором).	Наличие горючих масел	В
2	Помещение масловодяных охладителей трансформаторов	Закрытая система охлаждения масла	В
3	Закрытое распределительное устройство с выключателями и аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудования.	Наличие горючих масел	В
4	То же, с выключателями и аппаратурой, содержащей менее 60 кг масла в единице оборудования.	Наличие горючих масел в малом количестве	Д
5	Закрытое распределительное устройство с вакуумным и элегазовым оборудованием.	Наличие негорючих веществ и материалов в холодном состоянии.	Д
6	Помещение стационарных батарей со свинцово-кислотными аккумуляторами.	Выделение водорода при заряде аккумуляторов	А

NN пп	Наименование помещения или здания	Условия производства	Категория
1	2	3	4
7	Помещение для хранения кислоты, щелочи, сепараторов, принадлежностей и приготовления электролита, не имеющее общей вентиляции с аккумуляторной.	Наличие негорючих веществ	Д
8	Помещение стационарных шкафов со свинцово-кислотными аккумуляторами типа САП	Без выделения водора	Д
9	Помещения щитов управления, релейных залов, панелей связи и телемеханики.	Щиты НКУ релейной защиты и автоматики	Д
10	Кабельные сооружения (туннели, шахты, этажи).	Наличие горючих веществ	В
11	Помещения для ЭВМ систем управления технологическим процессом без кабельного подпольного пространства.	Наличие негорючих веществ и материалов в холодном состоянии	Д
12	То же, с кабельным подпольным пространством.	Наличие горючих веществ	В
13	Помещение в фундаменте под синхронные компенсаторы с водородным охлаждением.	Возможно выделение водорода	А

NN пп	Наименование помещения или здания	Условия производства	Категория
1	2	3	4
14	Дизельэлектрическая станция:		
14.1	Помещение баковой дизельного топлива.	Хранение дизельного топлива с температурой вспышки выше 20 град. С	Б
14.2	Машинный зал с технологическим подводом.	Сжигание жидкостей в качестве топлива	Г
15	Компрессорная станция для снабжения сжатым воздухом.	Оборудование для получения сжатого воздуха	Д
16	Маслоаппаратная.	Наличие горючих масел	В
17	Помещения мастерских для ремонта трансформаторов и другого маслонаполненного оборудования.	Применение горючих материалов и жидкостей	В
18	Закрытый склад баллонов с горючими газами.	Наличие горючего газа	А
19	Закрытый склад баллонов с негорючими газами.	Наличие негорючего газа	Д
20	Закрытый склад негорючих материалов в негорючей упаковке.	Наличие негорючих материалов	Д
21	Закрытая стоянка автомашин, пост ТО, ремонта автомобилей, помеще-	Наличие горючих материалов и жидкос-	В

NN пп	Наименование помещения или здания	Условия производства	Категория
1	2	3	4
22	ния для хранения шин и ГСМ, агрегатов и двигателей. Насосные станции пенного пожаротушения, производственного, противопожарного, хозяйственного, питьевого и технического водоснабжения, ливневых, фекальных и промышленных стоков (при отсутствии в стоках ГЖ и ЛЕЖ).	Наличие негорючих веществ и материалов	Д
23	Помещения приточных вентустановок.	Наличие негорючих веществ и материалов	Д
24	Помещения вытяжных вентустановок.		*)
25	Машинное отделение лифтов.		Д
27	Мастерские ремонтных бригад, мехмастерские.	Наличие негорючих веществ в холодном состоянии	Д
28	Помещения сварочных мастерских.	Наличие негорючих веществ в раскаленном и расплавленном состоянии	Г

*) Категория помещений должна соответствовать категории обслуживаемых помещений или участков.

Примечания:

1. Определение категорий помещений, не входящих в настоящий перечень, следует производить по методике определения категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности, утвержденной Управлением пожарной охраны.

2. Категория зданий по взрывопожарной и пожарной опасности определяется исходя из следующего:

Здание относится к категории А, если в нем суммарная площадь помещений категории А превышает 5% площади всех помещений или 200 м².

Допускается не относить здание к категории А, если суммарная площадь помещений категории А в здании не превышает 25% суммарной площади всех размещенных в нем помещений (но не более 1000 м²), и эти помещения оборудуются установками автоматического пожаротушения.

Здание относится к категории Б, если оно не относится к категории А и суммарная площадь помещений категорий А и Б превышает 5% суммарной площади всех помещений или 200 м².

Допускается не относить здание к категории Б, если суммарная площадь помещений категорий А и Б в здании не превышает 25% суммарной площади всех размещенных в нем помещений (но не более 1000 м²), и эти помещения оборудуются установками автоматического пожаротушения.

Здание относится к категории В, если оно не относится к категориям А и Б и суммарная площадь помещений категорий А, Б и В превышает 5% (10%, если в здании отсутствуют помещения категорий А и Б) суммарной площади всех помещений.

Допускается не относить здание к категории В, если суммарная площадь помещений категорий А, Б и В в здании не превышает 25% суммарной площади всех размещенных в нем помещений (но не более 3500 м²), и эти помещения оборудуются установками автоматического пожаротушения.

Здание относится к категории Г, если оно не относится к категориям А, Б и В и суммарная площадь помещений категорий А, Б, В и Г превышает 5% суммарной площади всех помещений.

Допускается не относить здание к категории Г, если суммарная площадь помещений категорий А, Б, В и Г в здании не превышает 25% суммарной площади всех размещенных в нем помещений (но не более 5000 м²), и помещения категорий А, Б, В оборудуются установками автоматического пожаротушения.

5. Здание относится к категории Д, если оно не относится к категориям А, Б, В и Г.

**ГРУППЫ ПОДСТАНЦИЙ ПО СТЕПЕНИ ОСНАЩЕНИЯ
ПРОТИВОПОЖАРНЫМИ МЕРОПРИЯТИЯМИ**

Группа ПС	Номинальное напряжение кВ	Единичная мощность установлен- ного силового трансформатора
1	2	3
I	500 кВ и выше 220 и 330 кВ Закрытые ПС 110 кВ и выше	Независимо от мощности 200 МВ.А и выше 63 МВ.А и выше
II	220 и 330 кВ 110 и 150 кВ Закрытые ПС 35, 110 и 150 кВ	менее 200 МВ.А 63 МВ.А и выше менее 63 МВ.А
III	110 и 150 кВ 35 кВ	менее 63 МВ.А менее 80 МВ.А

**ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА В ТОЧКЕ РОСЫ
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ**

Давле- ние, МПа	Влагосодержание сжатого воздуха, г/кг, при температуре, град. С				
	- 30	- 20	- 10	0	+ 10
2.0	0.017	0.033	0.108	0.18	0.40
4.0	0.012	0.025	0.054	0.108	0.21

Примечания:

1. Влагосодержание сжатого воздуха приведено для относительной влажности 100% (точка росы).
2. Влагосодержание, соответствующее значениям относительной влажности ниже 100%, определяется путем пропорционального уменьшения значений, приведенных в таблице.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Словами "должен", "следует", "необходимо" и производными от них обозначаются требования, обязательные для выполнения.

Слова "как правило" означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

Слово "допускается" означает, что данное решение принимается в виде исключения как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого оборудования, материалов и т.п.).

Слово "рекомендуется" означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

Нормируемые значения величин с указанием "не менее" является наименьшим, а с указанием "не более" - наибольшим.

Все значения величин с предлогом "от" и "до", следует понимать "включительно".

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБП	- агрегат бесперебойного питания
АВР	- устройство автоматического ввода резерва
АПВ	- автоматическое повторное включение
АСДУ	- автоматическая система диспетчерского управления
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами
АТ	- автотрансформатор
АТС	- автоматическая телефонная станция
АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
БСК	- батарея статических конденсаторов
ВЛ	- воздушная линия электропередачи
ВН	- высшее напряжение
ГЖ	- горючая жидкость
ГСМ	- горюче-смазочные материалы
ДЗШ	- дифференциальная токовая защита шин (ошиновки)
ДП	- диспетчерский пункт
ЗВН	- здание вспомогательного назначения
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
КЗ	- короткое замыкание
КРУ	- комплектное распределительное устройство
КРУН	- КРУ наружной установки
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство элегазовое
КСО	- камера сборная одностороннего обслуживания
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
ЛВЖ	- легко воспламеняющаяся жидкость

НН	- низшее напряжение
НКУ	- низковольтное комплектное устройство
НН	- низшее напряжение
НКУ	- низковольтное комплектное устройство
ОВ	- обходной выключатель
ОВБ	- оперативная выездная бригада
ОПН	- ограничитель перенапряжения нелинейный
ОПУ	- общеподстанционный пункт управления
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ПА	- противоаварийная автоматика
ПЕВ	- устройство переключения ответвлений без возбуждения
ПС	- подстанция
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РЗ	- релейная защита
РЗА	- релейная защита и автоматика
РП	- распределительный пункт
РПБ	- ремонтно-производственная база
РПН	- устройство регулирования напряжения под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
РЭП	- ремонтно-эксплуатационный пункт
РЭС	- район электрических сетей
СВ	- секционный выключатель
СДТУ	- средства диспетчерского и технологического управления
СЗШ	- суммарная токовая защита шин (ошиновки)
СК	- синхронный компенсатор
СЛ	- соединительная линия
СН	- среднее напряжение
ТО	- техническое обслуживание
ТП	- Трансформаторная ПС
ЧАПВ	- частотное АПВ

ШКБ - шунтовая конденсаторная батарея

ШСВ - шинносоединительный выключатель

ШУОТ - шкаф управления оперативным током

УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя

ЭВМ - электронновычислительная машина

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	141
2. Схемы принципиальные электрические	143
2.1. Схемы принципиальные электрические РУ и ПС напряжением 10-750 кВ	143
2.2. Выбор количества, мощности и схемы присоединения силовых трансформаторов и реакторов	154
2.3. Выбор высоковольтного электротехнического оборудования и токоведущих частей	157
3. Защита от перенапряжений и заземление	158
4. Собственные нужды	163
5. Оперативный ток	166
6. Релейная защита подстанционных элементов	172
7. Управление, автоматика, сигнализация. Учет электроэнергии	178
7.1. Управление	178
7.2. Автоматика	181
7.3. Сигнализация	184
7.4. Измерение и учет электроэнергии	186
8. Компоновка и конструктивная часть основных сооружений	187
9. Вспомогательные сооружения	197
9.1. Пневматическая система	197
9.2. Масляное хозяйство	201
9.3. Газовое хозяйство	202
10. Генеральный план и транспорт	203
10.1. Застройка территории (горизонтальная планировка)	203
10.2. Вертикальная планировка	204
10.3. Автомобильные дороги и пути перекатки трансформаторов	206
11. Водоснабжение и канализация	207

12. Пожарная безопасность и системы противопожарной защиты	210
13. Ремонт, техническое и оперативное обслуживание	214
14. Диспетчерско-технологическое управление	217
15. АСУ ТП и диагностика	222
16. Охрана окружающей природной среды	226
17. Инженерно-технические средства охраны	229

Приложения:

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 10-750 кВ	233
2. Сочетание схем РУ для унифицированных ПС 35-330 кВ	260
3. Категорийность зданий и помещений ПС по взрывопожарной и пожарной опасности	263
4. Группы подстанций по степени оснащения противопожарными мероприятиями	269
5. Влагосодержание сжатого воздуха в точке росы в зависимости от давления	270
6. Термины и определения	271
7. Условные обозначения и сокращения	272

