Министерство энергетики и электрификации СССР

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ

НОРМЫ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35-750 кВ

(2-е издание, переработанное и дополненное)

Специализированный центр научно-технической информации
Москва - 1973

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311.4.001.2(083.74)

Разработаны Всесоюзным государственным
орденов Октябрьской Революции проектно-изыскательским
и научно-исследовательским институтом "Энергосетьпроект"

Нормы технологического проектирования понижающих подстаций с высшим напряжением 35-750 кВ согласованы с отделом энергетики и электрификации Госплана СССР и Главгосэкспертизой Госстроя СССР (Письмо от 6 декабря 1971 г. № 22-647).

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Общая часть 3
2. Площадка для строительства подстанции и генеральный план 5
3. Главные схемы электрических соединений 9
4. Выбор высоковольтной аппаратуры и токоведущих частей I6
5. Защита от перенапряжений и заземление I7
6. Собственные нужды и оперативный ток 20
7. Обслуживание подстанций 23
8. Управление, сигнализация, автоматика 26
9. Компоновка и конструктивная часть 28
I0. Вспомогательные сооружения 34
II. Подъездные и внутриплощадочные дороги 38
I2. Водоснабжение, канализация и аварийные маслостоки 4I
I3. Средства связи и телемеханики 44

Приложение. Перечень нормативных документов 46

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель министра энергетики
и электрификации СССР
А. МАКСИМОВ
25 апреля 1972 г.

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

I.I. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций (НТПП) содержат основные указания по проектированию понижающих подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ и имеют целью унифицировать проектные решения на базе внедрения наиболее прогрессивных и экономичных решений.

I.2. Настоящие Нормы распространяются на вновь сооружаемые понижающие подстанции и переключательные пункты 35-750 кВ, а также на расширяемые и реконструируемые подстанции и переключательные пункты с соответствующими коррективами, обусловленными существующими схемами электрических соединений, компоновками оборудования, конструкциями зданий и вспомогательных сооружений.

При проектировании подстанций следует руководствоваться нормативными документами, перечисленными в приложении.

I.3. Указания настоящих Норм при проектировании понижающих подстанций всех ведомств являются обязательными, отступление от указаний Норм требует обоснования.

При проектировании понижающих подстанций промышленных предприятий, а также тяговых, городских и сельскохозяйственных подстанций необходимо, кроме того, руководствоваться соответствующими специальными нормами.

I.4. Проектирование понижающих подстанций должно выполняться на основании разработанных и утвержденных:

а) схемы развития электрических сетей энергосистемы;

б) схемы развития электрических сетей района;

в) схемы организации эксплуатации энергосистемы;

г) проекты системной автоматики и релейной защиты системы (сети);

д) схемы организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к подстанции районе.

В проекте подстанции должно быть предусмотрено ее развитие в течение пяти лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию, а для подстанций напряжением 110 кВ и выше должна быть учтена возможность развития на 10 лет.

Из схемы развития электрических сетей системы и района принимают-ся следующие исходные данные:

а) район размещения подстанции;

б) рост нагрузок по годам с указанием распределения их по категориям и напряжениям,

в) число, мощность и номинальные напряжения обмоток трансформаторов;

г) уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции и необходимость дополнительных регулирующих устройств;

д) необходимость, тип, количество и мощность источников реактивной мощности, в том числе шунтирующих реакторов;

е) число присоединяемых линий напряжением 35 кВ и выше и их нагрузки; а число линий 6-10 кВ - по согласованию с энергосистемой;

ж) рекомендации по схеме электрических соединений подстанции;

з) режимы заземления нейтралей трансформаторов;

и) место установки, число и мощность дугогасящих катушек для компенсации емкостных токов в сетях 6 кВ и выше;

к) мероприятия, обеспечивающие устойчивость электропередачи;

л) требования к системной автоматике;

м) расчетные значения токов короткого замыкания для выбора аппаратуры с учетом развития сетей и генерирующих источников на максимально

возможный срок, но не менее 5 лет, считая от намеченного срока ввода подстанции в эксплуатацию.

По схеме организации эксплуатации энергосистемы принимаются следующие исходные данные:

а) схема ремонтно-эксплуатационного и оперативного обслуживания электрических сетей;

б) схема организации средств диспетчерского управления энергосистемы или сетевого предприятия электрических сетей.

Из схемы плавки гололеда на ВЛ в прилегающих к подстанции районах принимается следующее:

а) необходимость и способ плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ, отходящих от подстанции;

б) количество устанавливаемых на ВЛ дистанционных сигнализаторов гололедообразований.

Вышеперечисленные данные уточняются в проекте подстанции.

1.5. При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в п.1.4, [1] или при происшедших изменениях соответствующие вопросы разрабатываются или уточняются в составе проекта понижающей подстанции в виде самостоятельных разделов.

2. ПЛОЩАДКА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ И ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1. Выбор площадки для строительства подстанции должен производиться на основании утвержденной схемы развития электрических сетей данного района и материалов проекта районной планировки населенного пункта, с соблюдением основ земельного законодательства СССР и союзных республик, на базе технико-экономического сравнения вариантов.

2.2. Площадка подстанции должна отвечать следующим требованиям:

а) размещаться (с заходами на нее ВЛ), как правило, на малоценной территории;

б) иметь удобные заходы и выходы линий электропередачи всех напряжений;

в) размещаться, как правило, вблизи центра нагрузок;

г) располагаться вблизи автодорог, причем подстанции напряжением 220 кВ и выше, а также подстанции напряжением 35-154 кВ с трансформаторами мощностью 10 МВ·А и выше должны размещаться, как правило, вблизи автодорог с твердым покрытием, по которым возможно передвижение трайлеров и автомашин большой грузоподъемности;

д) размещаться, по возможности, вблизи железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжеловесного оборудования, строительных конструкций и материалов.

При необходимости сооружения к подстанции подъездного железнодорожного пути площадка подстанции должна располагаться как можно ближе к раздельному пункту железной дороги или к подъездным путям промышленного предприятия с расположением площадки со стороны примыкания;

е) размещаться вблизи населенного пункта, в котором могут быть построены жилые дома для эксплуатационного персонала (для подстанций с постоянным дежурством персонала), а также вблизи существующих инженерных сетей (водопровод, канализация, теплоснабжение, связь, потребительские газопроводы);

ж) вблизи площадки, как правило, не должно быть предприятий с промышленными отходами, загрязняющими атмосферу; размещение подстанции в условиях загрязненной атмосферы допускается с учетом требований соответствующих руководящих указаний и при наличии специальных обоснований, показывающих значительные технико-экономические преимущества такого варианта;

з) обеспечивать возможность последующего расширения подстанции и присоединения к ней дополнительных ВЛ; размещение подстанции на площадке, не удовлетворяющей этим условиям, допускается в случаях, когда по

схеме развития сетей не предусматривается расширение подстанции;

и) иметь, как правило, рельеф, не требующий больших планировочных работ;

к) не располагаться, как правило, в низменных или затопляемых местах, а также в местах с уровнем грунтовых вод выше отметки заложения фундаментов и инженерных коммуникаций.

2.3. При размещении подстанции районного значения на территории промышленного предприятия должна быть предусмотрена возможность выделения ее в самостоятельный объект с независимым проходом и проездом на территорию подстанции.

Это требование не относится к подстанциям, находящимся в обслуживании промышленных предприятий, и к подстанциям глубокого ввода независимо от их ведомственной принадлежности.

2.4. При проектировании подстанций следует предусматривать максимально возможное кооперирование их с соседними промышленными предприятиями и населенными пунктами в отношении строительства дорог, инженерных сетей, подготовки территории и жилищного строительства.

2.5. Генеральный план подстанции должен предусматривать удобный подвод автомобильной и, если требуется, железной дорог, удобные подходы и выходы ВЛ всех напряжений в требуемых направлениях с учетом возможного развития подстанции.

При расположении подстанции на территории промышленного предприятия генеральный план подстанции должен быть увязан с генеральным планом этого предприятия.

2.6. Расположение сооружений и оборудования на площадке подстанции должно обеспечивать возможность производства строительно-монтажных работ и ремонта оборудования с применением строительных и монтажных машин и механизмов, возможность доставки и вывоза трансформаторов и другого оборудования, производства испытаний передвижными лабораториями, проезда пожарных автомашин.

2.7. Взаимное размещение распределительных устройств должно обеспечивать минимум пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к подстанции, а также минимальную протяженность токопроводов, связывающих ОРУ с трансформаторами, внутриплощадочных дорог и инженерных сетей.

Здания вспомогательного назначения, не связанные технологически с распределительными устройствами, рекомендуется размещать со стороны главного въезда на площадку и отделять от ОРУ ограждением высотой 1,5 м. Эти здания не должны препятствовать последующему расширению подстанции.

2.8. Выгораживаемая территория подстанции следует выполнять с учетом ее развития, предусмотренного проектом.

На подстанциях, занимающих территорию более 5 га, в дополнение к основному въезду предусматривается резервный въезд. К резервному въезду постоянная дорога не сооружается.

Для небольших по площади подстанций и, в частности, для КТП и подстанций глубокого ввода допускается выполнять подъезд только с одной стороны.

Тип ограждений подстанций, сооружаемых в городах, должен согласовываться с архитектурным управлением города.

2.9. Основные здания и сооружения подстанции, имеющие значительную протяженность (ОРУ, здания ОПУ и ЗРУ), а также внутриплощадочные дороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, должны, как правило, располагаться таким образом, чтобы продольная ось была параллельна горизонталям естественного рельефа.

2.10. Свободная от застройки территория подстанции озеленяется путем посева трравы.

На территории ОРУ для обеспечения подходов к аппаратуре предусматривается устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции с использованием для этой цели кабельных каналов и лотков. При наличе-

приятных грунтовых условиях при соответствующих обоснованиях допускается засыпка территории ОРУ грунтом.

3. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1. Главная схема электрических соединений подстанции выбирается на основании схемы развития электрических сетей энергосистемы или схемы электроснабжения района и должна:

а) обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режимах;

б) учитывать перспективу развития;

в) допускать возможность постепенного расширения;

г) учитывать требования противоаварийной автоматики;

д) обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

При этом должны широко применяться простейшие схемы электрических соединений с минимальным количеством выключателей на стороне высшего напряжения.

Выбор главной схемы должен быть обоснован технико-экономическими соображениями с учетом перечисленных выше положений.

3.2. Число трансформаторов (автотрансформаторов), устанавливаемых на подстанциях всех категорий, принимается, как правило, не более двух.

Допускается установка более двух трансформаторов (автотрансформаторов) при соответствующих технико-экономических обоснованиях или при наличии двух средних напряжений.

Выбор мощности трансформаторов (автотрансформаторов) производится таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного из трансформаторов оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся

и работе, а также резерва по сетям СН и НН.

При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям СН и НН мощность каждого выбирается равной 0,65-0,7 суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный уровень 5 лет, считая с года ввода первого трансформатора.

При наличии двух средних напряжений для трансформатора, имеющие разные СН, как правило, подключаются на стороне ВН к общему выключателю; количество выключателей со стороны СН и НН выбирается в зависимости от местных условий. В первую очередь при установке по одному трансформатору с разными СН они подключаются на стороне ВН через отдельные выключатели.

При постепенном росте нагрузки в первый период эксплуатации допускается установка одного трансформатора. При этом должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям СН и НН.

Дальнейшее увеличение мощности подстанции при росте нагрузки сверх принятого расчетного уровня производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные.

3.3. Для питания потребителей 35, 10 или 6 кВ местного района на подстанциях с автотрансформаторами 220 кВ должны предусматриваться трехобмоточные трансформаторы 35/10/6 кВ.

3.4. Применение однотрансформаторных подстанций возможно в следующих случаях:

а) при 100%-ном резервировании электроприемников первой и второй категорий по сетям СН и НН; при этом для электроприемников первой категории должен быть обеспечен автоматический ввод резервного питания;

б) для питания электроприемников третьей категории, когда по состоянию подъездных дорог, мощности и весу трансформаторов замена поврежденного трансформатора возможна в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва.

3.5. Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением до 500 кВ включительно устанавливаются трехфазные.

При наличии транспортных ограничений допускается применение двух спаренных трехфазных трансформаторов или автотрансформаторов.

При невозможности получения трехфазных трансформаторов (автотрансформаторов) необходимой мощности применяются группы из двух спаренных трехфазных трансформаторов меньшей мощности или группы из однофазных трансформаторов. Выбор варианта производится на основе технико-экономического сравнения.

При одной группе однофазных трансформаторов предусматривается резервная фаза, которая присоединяется взамен выходной из строя при помощи перемычек при снятом напряжении; при двух группах необходимость резервной фазы определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом резерва по сетям СН.

При установке двух групп и резервной фазы замена выходной из строя осуществляется путем перекатки.

3.6. Трансформаторы (автотрансформаторы) применяются со встроенным устройством для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), когда необходимость РПН обоснована в схеме развития электрических сетей системы или района для обеспечения поддержания необходимых режимов напряжения и качественного электроснабжения потребителей.

Установка отдельных вольтодобавочных трансформаторов допускается при отсутствии трансформаторов или автотрансформаторов с РПН.

3.7. При питании потребителей от третичных обмоток автотрансформаторов следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов для независимого регулирования напряжения, необходимость их установки обосновывается в проекте электрической сети с учетом режима напряжения.

3.8. Подстанции 35–110 кВ с двухобмоточными трансформаторами и предохранителями на стороне ВН могут применяться при условии обеспе-

чения селективности работы предохранителей и релейной защиты линий ВН и НН и наличной защиты трансформаторов.

3.9. Подстанции с отделителями (ОД) на стороне ВН могут применяться как с короткозамыкателями (КЗ), так и с различными системами передачи отключающего импульса.

Необходимость отказа от короткозамыкателей и целесообразность применения устройств передачи отключающего импульса должны быть обоснованы для каждого конкретного случая (удаленность от шин питающей подстанции, мощность трансформаторов и т.д.).

При передаче телеимпульса по в.ч. каналам необходимо выполнять резервирование последних по другому в.ч. каналу или с помощью короткозамыкателя.

3.10. На подстанциях 35 кВ на стороне ВН при числе присоединений (линий и трансформаторов) до 10 включительно применяется, как правило, одиночная секционированная выключателем система шин. При большем числе присоединений допускается применение схемы с двумя системами сборных шин.

3.11. При питании двухтрансформаторной подстанции 35-220 кВ по двум тупиковым линиям или ответвлениям, как правило, должна применяться схема:

а) блочная (линия-трансформатор);

б) два блока с отделителями в цепях линий и отделителем и приводом двустороннего действия в перемычке со стороны трансформаторов;

в) два блока с отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой из двух разъединителей со стороны ВЛ.

3.12. При питании подстанции 110-220 кВ по двум тупиковым линиям или ответвлениям и наличии дополнительно одной отходящей радиальной линии последнюю рекомендуется присоединять к двум питающим линиям через выключатели.

3.13. В сетях напряжением до 220 кВ включительно при присоединении подстанции в рассечку проходящей линии с двусторонним питанием, как правило, следует применять схему "мостика" с одним выключателем в перемычке, с отделителями в цепи трансформаторов и ремонтной перемычкой из двух разъединителей, шунтирующих выключатель.

Схемы "мостика" с выключателями в цепях линий могут применяться при наличии соответствующих обоснований.

3.14. В сетях 220 кВ при транзите мощности через подстанцию по трем или четырем линиям и наличии на подстанции одного-двух трансформаторов рекомендуется применять схемы "треугольника" или "квадрата" с присоединением трансформаторов через отделители к линиям, не имеющим пофазного АПВ.

3.15. На подстанциях 110-220 кВ на стороне ВН при числе присоединений (линий и трансформаторов) семь и более должна применяться схема с двумя рабочими и обходной системами шин. При числе присоединений до десяти с преобладающим подключением парных линий или линий, резервируемых от других подстанций, применяется, как правило, схема с одиночной секционированной и обходной системами шин.

Допускается присоединение трансформаторов через отделители при числе отходящих линий до четырех и мощности трансформаторов до 63 МВ·А.

При числе присоединений до шести включительно предусматривается использование секционного выключателя в качестве обходного, при этом такое его использование допускается при возможности разделения сети на две изолированно работающие части.

При числе присоединений семь и более предусматривается установка отдельного обходного выключателя.

3.16. На подстанциях 330-750 кВ на стороне ВН при числе присоединений, равном трем, принимается, как правило, схема "треугольника"; четырем - "квадрата"; пяти и шести - трансформаторы - шины с присоединением линий через два выключателя; семи и восьми - трансформаторы -

шины с полуторным присоединением линий; более восьми – полная полуторная схема.

При наличии технико-экономических обоснований допускается применение других схем.

8.17. На среднем напряжении (35-220 кВ) подстанций должны применяться, как правило, следующие схемы:

а) одиночная, секционированная выключателем, система шин при напряжении 35 кВ;

б) одиночная, секционированная выключателем, и обходная системы шин при напряжении 110-220 кВ и числе присоединений до шести включительно, а также при числе присоединений до десяти с преобладающим подключением парных линий или линий, резервируемых от других подстанций. При числе присоединений до шести включительно предусматривается использование секционного выключателя в качестве обходного; при большем числе присоединений предусматриваются отдельные обходной и секционный выключатели;

в) две рабочие и обходная системы шин при напряжении 110-220 кВ и числе присоединений семь и более с установкой отдельных шиносоединительного и обходного выключателей.

При числе присоединений 16 и более выполняется секционирование обеих рабочих систем или выключателями.

Для распределительных устройств 35 кВ с числом присоединений 12 и более допускается применение схемы с двумя системами сборных шин.

8.18. В схемах с обходной системой шин все присоединения с выключателями подключаются к обходной системе шин.

8.19. В схемах с обходной системой шин все присоединения с выключателями подключаются к обходной системе шин.

8.19. На подстанциях 35-330 кВ глубокого ввода, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, на стороне ВН должны применяться простые схемы с целью уменьшения числа аппаратов и изоляторов, подвер-

гающихся загрязнению. Преимущественное применение должны иметь блочные схемы с глухим присоединением трансформаторов к ВЛ, с устройством разъема связки для создания видимого разрыва на период ремонтных работ.

При питании подстанций по кабельным тупиковым линиям рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами 110-220 кВ и шинными выводами в закрытых коробках на стороне 6-10 кВ.

3.20. Распределительные устройства 6-10 кВ выполняются с одной разделенной на секции системой сборных шин секционированными отходящими линиями.

На стороне 6-10 кВ должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

При необходимости ограничения токов к.з. могут предусматриваться следующие мероприятия:

а) применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным $U_к$ между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с увеличенным реактивным сопротивлением;

б) применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6-10 кВ;

в) применение токоограничивающих реакторов (обычных и сдвоенных) в цепях вводов от трансформаторов.

Выбор варианта ограничения токов к.з. определяется технико-экономическим сравнением.

При присоединении к РУ 6-10 кВ ВЛ степень ограничения токов к.з. определяется параметрами выключателей 6-10 кВ, а при присоединении развитой кабельной сети (с учетом термической устойчивости кабелей) - по данным проекта кабельной сети.

3.21. Не допускается присоединение дугогасящих катушек к трансформаторам, защита которых осуществляется плавкими предохранителями.

4. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

4.1. Область применения различных типов выключателей определяется следующим:

- в ЗРУ всех напряжений должны устанавливаться воздушные или малообъемные масляные выключатели;

- в РУ 330 кВ и выше должны устанавливаться воздушные выключатели;

- в РУ 220 кВ должны устанавливаться:

а) воздушные выключатели в тех случаях, когда на подстанции имеется РУ 330 кВ и выше с воздушными выключателями или установка их определяется требованиями устойчивости электропередач;

б) баковые и малообъемные масляные выключатели во всех остальных случаях;

- в РУ 110 и 150 кВ подстанций с высшим напряжением 220 кВ должны устанавливаться:

а) малообъемные выключатели в тех случаях, когда РУ напряжением 220 кВ оборудуются воздушными выключателями;

б) баковые масляные выключатели в тех случаях, когда РУ 220 кВ оборудуются баковыми масляными выключателями, а также когда отсутствуют малообъемные выключатели с соответствующей отключающей мощностью;

в) воздушные выключатели (как вынужденное решение) в тех случаях, когда РУ напряжением 220 кВ и выше оборудуются воздушными выключателями, но установить малообъемные и баковые масляные выключатели нельзя из-за невозможности их получения;

- в РУ 110 и 35 кВ на подстанциях с высшим напряжением 110 и 35 кВ должны устанавливаться:

а) малообъемные выключатели 110 кВ;

б) малообъемные выключатели 35 кВ в тех случаях, когда РУ 110 кВ оборудуются малообъемными выключателями;

выключателя соответствующей отключающей мощности.

Вышеуказанное не исключает возможности применения других типов выключателей после освоения их серийного производства.

4.2. При выборе аппаратов и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать не только нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, но и перегрузочную способность оборудования (конденсаторы, трансформаторы), в цепи которого установлены аппараты.

4.3. Аппаратура и ошиновка в цепи трансформаторов (автотрансформаторов) выбираются по номинальному току и току к.з., как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности.

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН и НН (35; 10; 6 кВ) выбор аппаратуры и ошиновки следует производить не по номинальному току, а по току перспективной нагрузки с учетом аварийных режимов (в том числе отключения второго трансформатора).

4.4. Для районов с номинальными температурами ниже минус 40°С выбор аппаратуры следует производить с учетом средних минимальных температур, определяемых по СНиП II-А.6-62. "Строительная климатология и геофизика. Основные положения проектирования", табл. I, гр.20 (Госстройиздат, 1963).

5. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

5.I. Выбор типа вентильных разрядников на 3-220 кВ производится в соответствии с классом напряжения, видом и уровнем изоляции защищаемого оборудования.

Для защиты изоляции электрооборудования на 3-220 кВ, за исключением изоляции обмоток на напряжение 150 и 220 кВ силовых трансформаторов (автотрансформаторов) с пониженным уровнем испытательных напряжений по ГОСТ I516-68, применяются вентильные разрядники группы IУ и Б по ГОСТ I6357-70.

Для защиты изоляции электрооборудования на напряжение 330–750 кВ, а также изоляции обмоток на напряжение 150 и 220 кВ силовых трансформаторов (автотрансформаторов) с пониженным уровнем испытательных напряжений по ГОСТ 1516-68 применяются вентильные разрядники с магнитным гашением группы II по ГОСТ 16357-70.

При экономической целесообразности расширения защитных зон разрядников вентильные разрядники с магнитным гашением могут применяться также для защиты изоляции оборудования на напряжение 3–220 кВ с нормальными уровнями испытательных напряжений по ГОСТ 1516-68.

Число комплектов вентильных разрядников и место их установки выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ в отношении допустимых расстояний между разрядниками и защищаемым оборудованием, установки неотключаемых разрядников (без коммутационных аппаратов между разрядником и защищаемым оборудованием) и учета защиты распределительных устройств от прямых ударов молнии.

При отклонении реальных условий от принятых в ПУЭ за расчетные (интенсивность грозовой деятельности – 30 ч в год, высота местности над уровнем моря до 1000 м, нормированные углы защиты тросов и сопротивление заземления опор) схемы грозозащиты должны уточняться на основе соответствующих расчетов.

5.2. Для защиты шунтирующих реакторов на 500–750 кВ следует устанавливать комбинированные разрядники.

Применение для защиты шунтирующих реакторов вентильных разрядников с магнитным гашением допускается в схемах, где восстанавливающееся напряжение на разряднике не превышает его напряжения гашения.

5.3. Разрядники, устанавливаемые на линиях ОРУ 330–750 кВ и предназначенные также для защиты от перенапряжений при отключениях или включениях линий, применяются комбинированными.

Комбинированные вентильные разрядники устанавливаются на вводах ВЛ 330–750 кВ на подстанции в тех случаях, когда это необходимо для

ограничения внутренних перенапряжений, что определяются соответствующими расчетами.

Расчеты внутренних перенапряжений выполняются, если длина ВЛ меж подстанциями превышает 250 км, а для ВЛ, питающих тупиковые подстанции, - независимо от их длины. Под длиной линий между подстанциями подразумевается общая протяженность линий между подстанциями с мощностью подпитки короткого замыкания на шинах от систем выше 2,5 - 3 млн.кВ·А.

5.4. Режим заземления нейтрали обмоток 110-750 кВ трансформаторов выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, допустимых значений токов однополюсного короткого замыкания по условиям выбора аппаратуры, действия релейной защиты и влияния на линии связи.

5.5. При присоединении к линии 110-220 кВ ответвлений нескольких подстанций и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов.

5.6. Постоянное заземление нейтрали должны иметь все автотрансформаторы, обмотки 330-750 кВ трансформаторов, а также обмотки 110-220 кВ трансформаторов с пониженным относительно требований ГОСТ 1516-68 (табл.3) уровнем изоляции нейтрали.

Нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, у которых испытательные напряжения изоляции соответствуют требованиям ГОСТ 1516-68 (табл.3) и которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены вентильными разрядниками.

При наличии питания со стороны СН и НН трансформаторов, имеющих изолированную нейтраль обмотки ВН, время, в течение которого на нейтрали может иметь место фазное напряжение, должно быть ограничено уставкой релейной защиты и автоматически действующим аппаратом до 5 с.

5.7. Проектирование заземляющего устройства подстанции должно производиться на основе результатов измерений удельных сопротивлений грунта на площадке с учетом его неоднородности по глубине залегания.

6. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

6.1. На всех двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

При присоединении трансформаторов собственных нужд к обмоткам НН автотрансформаторов они применяются, как правило, с РПН.

Схемы собственных нужд понижающих подстанций должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ 6–10 кВ, связанных АВР, и т.п.). На стороне низкого напряжения трансформаторы, как правило, должны работать раздельно, каждый на свою секцию с АВР на секционной связи.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции с учетом перегрузочной способности трансформаторов в аварийных режимах.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд принимается 630 кВ·А. Могут применяться также трансформаторы мощностью 1000 кВ·А с $U_к$ = 8%.

При необходимости превышения этой мощности устанавливаются три и более трансформаторов собственных нужд, работающих на стороне НН.

На однотрансформаторных подстанциях 35–220 кВ с постоянным оперативным током при отсутствии на них синхронных компенсаторов, воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов может устанавливаться один трансформатор собственных нужд. В этом случае в прекратителе электросетей предусматривается складской резерв трансформаторов собственных нужд.

На однотрансформаторных подстанциях при наличии синхронных компенсаторов, воздушных выключателей или принудительной системы охлаждения трансформаторов, а также на подстанциях с оперативным переменным током предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд, для одного из которых предусматривается питание от местной линии электропередачи 6–35 кВ.

На двухтрансформаторных подстанциях 220–750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд с питанием одного из них от местной линии 6–35 кВ.

6.2. На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к линиям РУ 6–35 кВ или при отсутствии распределительного устройства к обмоткам НН основных трансформаторов (автотрансформаторов).

На подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через разъединитель и предохранитель на участке между выводами НН основных трансформаторов и выключателем.

На подстанциях напряжением 35 кВ трансформаторы собственных нужд могут присоединяться через разъединитель и предохранитель непосредственно к линиям, питающим подстанцию.

6.3. Для сети собственных нужд переменного тока принимается напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью.

На подстанциях с переменным оперативным током для питания цепей оперативного тока предусматривается установка отдельных стабилизаторов с напряжением на выходе 220 В.

6.4. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6–35 кВ должны устанавливаться дугогасящие катушки, присоединяемые или к нейтралям главных трансформаторов, или к нейтралям ВН специальных трансформаторов с соединением обмоток: звезда с выведенной нейтральной точкой – треугольник.

6.5. На подстанциях 35–220 кВ должен применяться оперативный переменный ток при следующих условиях:

а) на стороне 110–220 кВ применяются схемы без выключателей,

б) на стороне 6–10 и 35 кВ применяются схемы с масляными выключателями с пружинным, пневматическим или электромагнитным

приводами, если работа электромагнитных приводов обеспечивается от трансформаторов собственных нужд через выпрямительные установки.

6.6. Выпрямленный оперативный ток может применяться на подстанциях 110-220 кВ со схемами электрических соединений, в которых исключена возможность одновременного включения более одного выключателя.

6.7. Оперативный постоянный ток должен применяться на всех подстанциях 330-750 кВ и на подстанциях 110-220 кВ с распределительным устройством 110-220 кВ со сборными шинами. Одновременно с постоянным оперативным током допускается применение оперативного переменного тока на панелях собственных нужд.

6.8. На одной подстанции допускается применение различных видов оперативного тока, когда для питания электромагнитов включения выключателей используется выпрямленный ток, а для питания цепей управления, защиты и устройств связи - постоянный ток от аккумуляторных батарей малой емкости.

6.9. На подстанциях с оперативным постоянным током устанавливается, как правило, одна аккумуляторная батарея на 220 В. На подстанциях 500-750 кВ при соответствующих обоснованиях допускается установка двух аккумуляторных батарей.

Элементные коммутаторы у аккумуляторных батарей не устанавливаются.

6.10. Для подзаряда, а также послеаварийного заряда аккумуляторных батарей применяются два комплекта автоматизированных выпрямительных устройств. Для первоначальной формовки пластин они должны включаться параллельно. Зарядные выпрямительные устройства должны обеспечивать послеаварийный заряд батареи в течение суток до 2,35 В на элемент.

6.11. Расчет и выбор аккумуляторной батареи производится с учетом эксплуатации последней по методу постоянного подзаряда при напряжении 2,15 В на элемент батареи без тренировочных разрядов и уравнительных перезарядов.

6.12. Число и номер элементов аккумуляторной батареи выбираются исходя из необходимости обеспечения после получасового аварийного разряда аккумуляторной батареи следующих условий:

а) величина напряжения на наиболее мощном электромагните включения наиболее удаленного выключателя не должна быть в момент его включения меньше минимально допустимой величины;

б) величина напряжения на шинах, от которых питаются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, при включении одновременного к аккумуляторной батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения не должна быть меньше 0,8 номинальной.

6.13. На подстанциях, где отсутствуют установки постоянного тока, предусматриваются два рода электрического освещения: рабочее и ремонтное.

На подстанциях с оперативным постоянным током в здании ОПУ, кроме того, предусматривается минимально необходимое аварийное освещение. Ремонтное освещение обеспечивается переносными трансформаторами с вторичным напряжением 12 В, включаемыми в стационарную сеть рабочего освещения.

6.14. Для рабочего освещения ОРУ применяются прожекторы, а также мощные источники света (ртутные, ксеноновые и другие лампы), устанавливаемые вблизи на специальных мачтах, на порталах ошиновки или на отдельно стоящих молниеотводах. В помещениях релейных панелей и щита управления ОПУ с постоянным дежурным персоналом рекомендуется применение люминесцентных ламп, в ЗРУ и других помещениях, а также для аварийного освещения – ламп накаливания.

7. ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ

7.1. Форма обслуживания подстанций определяется в проекте организации эксплуатации энергосистемы или предприятия электрических сетей. В этом же проекте определяется местоположение и тип ремонтных цехов

водственных баз и оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами для производства капитальных и текущих ремонтов оборудования подстанций.

Объем строительства при понижающих подстанциях служебно-жилых зданий, сооружений систем водоснабжения и канализации, подъездных дорог, устройств связи и других вспомогательных сооружений и устройств определяется формой обслуживания подстанции, ее высшим напряжением и мощностью устанавливаемых трансформаторов (автотрансформаторов) в соответствии с разд. 7,10,11,12 и 13 настоящих Норм.

В проекты подстанций не допускается включение производственных баз эксплуатационных и строительно-монтажных организаций, служебно-жилых и жилых домов с вспомогательными и производственными помещениями для размещения общерайонного персонала предприятий электрических сетей, а также других сооружений и устройств, не имеющих прямого отношения к строительству и эксплуатации данной подстанции.

Проектирование подобных объектов общерайонного и общесистемного назначения должно выполняться по самостоятельным титулам.

В проекты и сметы проектируемых подстанций включаются устройства релейной защиты, противоаварийной автоматики, связи, диспетчерского и технологического управления, включая реконструкцию этих устройств на действующих объектах, потребовавшуюся в связи с включением в эксплуатацию проектируемой подстанции.

7.2. Капитальные и текущие ремонты оборудования подстанций осуществляются, как правило, централизованно, специализированными бригадами централизованного ремонта с ремонтных баз предприятия или района электрических сетей.

Ремонты оборудования крупных подстанций, объем работ на которых обеспечивает постоянную загрузку бригады, производятся местным персоналом.

7.3. На подстанциях 35-110 кВ, сооружаемых в сельских районах, на которых в соответствии со схемой организации эксплуатации энергосистемы предусматривается оперативно-эксплуатационный пункт, должно быть осуществлено строительство служебно-жилого дома с необходимыми вспомогательными и производственными помещениями для размещения персонала, обслуживающего подстанцию и места в электросети.

7.4. Для подстанций с дежурством на дому для дежурного и приезжего ремонтного персонала предусматривается строительство жилого дома вблизи подстанции, оборудованного вызывной сигнализацией и связью. Число квартир в жилом доме для подстанций 35 кВ принимается равным двум, для подстанций 110-330 кВ - четырем.

7.5. Для подстанций 110-750 кВ с постоянным дежурным персоналом численность оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала и потребность в жилом строительстве определяются по нормативам Минэнерго СССР.

7.6. Жилые дома для персонала, обслуживающего подстанции, кроме указанных в пп.7.3 и 7.4, должны, по возможности, размещаться в кварталах жилой застройки населенного пункта, вблизи которого сооружается подстанция.

7.7. В здании ОПУ независимо от характера обслуживания подстанции должны предусматриваться вспомогательные помещения для ремонтных бригад и служб релейной защиты и связи.

7.8. На подстанциях без ЗРУ 6-10 кВ в ОПУ для хранения средств техники безопасности и другого инвентаря должны предусматриваться специальные шкафы наружной установки. На таких подстанциях при удаленности их от ремонтно-производственных баз электросетей для эксплуатационно-ремонтных нужд должны предусматриваться помещения площадью 8-10 м^2.

8. УПРАВЛЕНИЕ, СИГНАЛИЗАЦИЯ, АВТОМАТИКА

8.1. Здания ОПУ (отдельные или сблокированные с закрытыми распределительными устройствами) сооружаются на подстанциях:

а) с постоянным дежурством персонала на щите управления;

б) имеющих аккумуляторные батареи;

в) с закрытыми распределительными устройствами.

На остальных подстанциях здания ОПУ не сооружаются, а панели управления и защиты размещаются в шкафах наружной установки на территории распределительных устройств.

8.2. При наличии на подстанции ОПУ управление основными элементами главной схемы электрических соединений, в том числе линиями напряжением 110 кВ и выше, а также управление РПН трансформаторов производится со щита управления.

При открытых распределительных устройствах 35 кВ управление отходящими линиями осуществляется с панелей щита управления, а при ЗРУ или шкафах КРУН – из распределительных устройств.

Управление отходящими линиями 6-10 кВ, как правило, производится из распределительных устройств (закрытых или шкафов КРУ и КРУН).

8.3. Управление разъединителями 330 кВ и выше с пневматическими или электродвигательными приводами должно осуществляться из шкафов, расположенных в ОРУ на безопасном расстоянии от разъединителей.

Для линий, на которых предусматривается длительная работа в неполнофазном режиме, предусматривается пополюсное управление линейными разъединителями.

Дистанционное управление разъединителями со щита управления, как правило, не применяется.

8.4. На подстанции преимущественное применение должны иметь устройства автоматики. Устройства телеуправления должны предусматриваться только в тех случаях, если без них нельзя обеспечить нормальную

эксплуатацию или восстановление нормального режима работы подстанций после аварии.

8.5. На подстанциях предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

а) устройства автоматического повторного включения (АПВ) линий всех типов и напряжений;

б) устройство АПВ шин напряжением 110 кВ и выше с возможностью восстановления доаварийной схемы;

в) устройства автоматического включения (АВР) секционных выключателей шин среднего и низшего напряжений (при их раздельной работе), а также на стороне высшего напряжения, если это технически целесообразно;

г) АВР шин собственных нужд;

д) автоматический пуск и останов синхронных компенсаторов от одного командного импульса;

е) устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных компенсаторов с устройствами токовой компенсации потери напряжения в трансформаторах;

ж) устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) с автоматическим повторным включением после восстановления частоты (ЧАПВ);

з) автоматическое включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов, имеющих принудительное охлаждение;

и) автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой трансформаторов.

На подстанциях должна предусматриваться автоматизация работы компрессорной, электрического отопления, подогрева баков масляных выключателей, пожаротушения по п.12.8.

8.6. Сигнализация в ОПУ должна выполняться в следующем объеме:

а) световая сигнализация положения объектов с дистанционным управлением;

б) индивидуальная световая сигнализация аварийного отключения;

в) предупредительная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и нарушения исправности цепи;

г) центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при действии предупредительной и аварийной сигнализации.

8.7. При наличии ОПУ на панелях в помещении щита управления размещается аппаратура измерения, управления, сигнализации, телемеханики, связи и релейной защиты трансформаторов, шинных аппаратов и линий всех напряжений, кроме линий 6-10 кВ, а также линий 35 кВ при выполнении распределительного устройства 35 кВ закрытым.

Аппаратура управления, регулирования возбуждения и релейной защиты синхронных компенсаторов размещается в машинном зале, а при открытой установке синхронных компенсаторов - в помещении вспомогательного оборудования синхронных компенсаторов. На щит управления при этом выносится только контроль токовой нагрузки и реактивной мощности.

8.8. Объем измерений для элементов схемы электрических соединений определяется Правилами устройства электроустановок.

8.9. Для воздушных линий 110 кВ и выше протяженностью более 20 км для определения места повреждения должны предусматриваться фиксирующие приборы.

9. КОМПОНОВКА И КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ

9.1. Подстанции 35-110 кВ должны преимущественно проектироваться комплектными, заводского изготовления блочной конструкции. Применение некомплектных подстанций обосновывается проектом.

9.2. Распределительные устройства 35-750 кВ, кроме оговоренных в п.9.5, выполняются открытого типа. Распределительные устройства 6-10 кВ, как правило, выполняются в виде комплектных шкафов наружной установки (КРУН).

КРУН могут применяться во всех районах, где минимальная температура, определенная согласно п.4.4, не ниже минус 40°С.

Распределительные устройства 6-10 кВ закрытого типа (в зданиях) могут применяться:

а) в районах с минимальными расчетными температурами ниже минус 40°С;

б) в районах с загрязненной атмосферой и районах с пыльными бурями;

в) при числе шкафов более 25.

9.3. На подстанциях глубокого ввода с упрощенными схемами на стороне ВН, с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, допускается при соответствующем обосновании открытая установка аппаратуры ВН с усиленной внешней изоляцией.

9.4. В районах с загрязненной атмосферой применяется открытая установка трансформаторов с усиленной изоляцией.

В условиях интенсивных загрязнений рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне 110-220 кВ и шинными выводами в закрытых коробах на стороне 6-10 кВ.

В случаях, когда степень загрязнения такова, что усиленная изоляция не может дать эффекта, а также при содержании в атмосфере коррозирующих веществ применяется закрытая установка трансформаторов.

9.5. Закрытые распределительные устройства 35-220 кВ применяются в следующих случаях:

а) в районах с загрязненной атмосферой, где применение открытых распределительных устройств с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения неэффективно, а удаление подстанции от источника загрязнения экономически нецелесообразно;

б) в районах с расчетными температурами окружающего воздуха ниже допускаемых по ГОСТ или по техническим условиям для оборудования;

в) в районах стесненной застройки больших городов и промышленных предприятий.

9.6. Следует располагать ОПУ по возможности в центре распределительных устройств разных напряжений с учетом минимальных затрат на кабели.

На крупных подстанциях (например, с четырьмя трансформаторами 500 (330)/220 кВ и 500(330)/110 кВ или тремя-четырьмя ОРУ ВН и СН) допускается сооружение на ОРУ специальных зданий для панелей релейной защиты присоединений данного ОРУ.

9.7. Компоновки ОРУ напряжением 110 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений, за исключением тех случаев, когда не предусматривается реконструкция подстанции.

9.8. Компоновки и конструкции ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны обеспечивать применение автокранов, телескопических вышек и других средств для механизации ремонтных и эксплуатационных работ, а также подъезд передвижных лабораторий к силовым трансформаторам, выключателям и трансформаторам тока.

9.9. Установка трансформаторов (автотрансформаторов) должна, как правило, выполняться с возможностью замены их на следующие по мощности.

9.10. Выносные измерительные трансформаторы тока устанавливаются лишь в тех случаях, когда использование трансформаторов тока, встроенных в вводы в здания и в вводы трансформаторов (автотрансформаторов) и баковых масляных выключателей, не обеспечивает требуемых условий питания измерительных приборов и релейной защиты.

9.11. Ошиновка ОРУ 35-750 кВ выполняется сталеалюминиевыми или алюминиевыми проводами, а также алюминиевыми трубами.

На трубах необходимо устанавливать компенсаторы, следует также принимать меры против их вибрации.

Жесткая ошиновка на стороне 6-10 кВ трансформаторов (автотрансформаторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

Все соединения и ответвления от проводов и шин, а также присоединения их к аппаратным зажимам должны производиться опрессовкой или сваркой.

Болтовые соединения допускаются только на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения.

9.12. На ОРУ кабели должны прокладываться в наземных лотках. Применение кабельных каналов и тоннелей должно специально обосновываться. Не следует применять лотки, когда в этих местах предусматривается проезд 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.

Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

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

Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты должен выполняться в трубах без заглубления их в землю.

Допускается прокладка в одном лотке контрольных кабелей, силовых кабелей напряжением до 1000 В и кабелей постоянного тока без их разделения.

Во всех кабельных сооружениях кабели должны прокладываться в один слой (по дну лотка или на конструкции).

9.13. Прокладка кабельных перемычек в пределах одной ячейки ОРУ допускается в траншеях. Применение в этом случае труб для защиты

В траншее в одном направлении допускается прокладка до пяти контрольных кабелей или кабелей собственных нужд переменного и постоянного тока напряжением до 1000 В.

9.14. На подстанциях 330-750 кВ должны применяться силовые и контрольные кабели только с негорючей наружной изоляцией; применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией запрещается.

Кабельные помещения (тоннели, полуэтажи, шахты, проходные и полупроходные подвалы) на подстанциях до 500 кВ должны быть оборудованы автоматическими средствами обнаружения пожара, на подстанциях 500-750 кВ, кроме того, также автоматическими средствами пожаротушения.

9.15. На подстанциях 220-750 кВ кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, а также от разных секций распределительного устройства одного напряжения должны, как правило, прокладываться в отдельных лотках и каналах.

9.16. Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории подстанции (в каналах, туннелях и т.д.) до ее внешнего ограждения.

9.17. В ЗРУ 6-10 кВ должны устанавливаться шкафы КРУ заводского изготовления.

Шкафы КРУ, где предусмотрено одностороннее обслуживание, устанавливаются прислонно, без прохода с задней стороны шкафов.

Габаритные размеры коридора обслуживания должны обеспечивать доставку тележек КРУ, для их ремонта в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

9.18. Здания ЗРУ выполняются без окон и не отапливаются.

При установке аппаратуры, требующей для нормальной работы большей температуры, чем минимально возможная в здании, предусматривается ее местный электрический подогрев.

Взрывные коридоры, коридоры для обслуживания открытых камер или КРУ, содержащих оборудование, залитое маслом или компаундом, должны быть оборудованы аварийной вытяжной вентиляцией.

9.19. Здания КРУ допускается выполнять как отдельно стоящими, так и сблокированными со зданием ОПУ.

9.20. Синхронные компенсаторы с водородным охлаждением должны, как правило, устанавливаться на открытом воздухе. В этом случае их монтаж и ремонт предусматриваются бескрановыми. Синхронные компенсаторы с воздушным охлаждением должны устанавливаться в здании. Монтаж и ремонт их должны производиться с помощью кран-балки.

9.21. Здания ОПУ сооружаются с учетом перспективы развития подстанции.

9.22. Принудительная приточно-вытяжная вентиляция аккумуляторных помещений не предусматривается: на период первоначальной формировки устанавливается передвижной вентилятор.

Аккумуляторы устанавливаются на стальных стеллажах.

9.23. Подзарядные статические выпрямительные устройства устанавливаются в помещении панелей ОПУ.

Для аппаратуры связи с ОПУ выделяется отдельное помещение. При отсутствии ОПУ аппаратура связи устанавливается в шкафах КРУН.

9.24. Групповые токоограничивающие реакторы на 6-10 кВ следует применять, как правило, в исполнении для наружной установки, особенно при выполнении РУ 6-10 кВ на шкафах КРУН.

9-25. Шунтовые конденсаторные батареи с конденсаторами с масляным заполнением должны размещаться вне территории ОРУ, а с конденсаторами с синтетическим заполнением - в пределах территории ОРУ.

9-26. Строительная часть ОРУ всех напряжений и установок трансформаторов должна выполняться на первом этапе сооружения подстанции сразу на полное ее развитие, предусмотренное проектом на расчетный период.

9.27. В ОРУ 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки должны, как правило, применяться стеклянные изоляторы.

10. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

А. Ремонтные средства

10.1. Ремонт трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях напряжением до 330 кВ включительно должен осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов или совмещенных порталов для снятия и съема кожуха или выемки сердечника при массе последних до 25 т. При этом должны быть обеспечены откатка сердечника из-под подъемного кожуха (или кожуха при выемке сердечника) и место для установки инвентарного устройства (мигра) для вскрытия сердечника.

10.2. На подстанциях, оборудованных совмещенными порталами у трансформаторов (автотрансформаторов) железнодорожные пути для перекатки трансформаторов и дополнительные стационарные или инвентарные грузоподъемные устройства для их ревизии не предусматриваются.

При наличии подъездного железнодорожного пути на подстанцию он доводится до фундаментов трансформаторов (автотрансформаторов), оборудованных совмещенными порталами.

10.3. При наличии на подстанциях напряжением до 330 кВ включительно трансформаторного оборудования с верхним разъемом кожуха и весом выемного сердечника больше 25 т для его ревизии предусматривается стационарное или инвентарное грузоподъемное устройство, связанное железнодорожными путями перекатки с фундаментами трансформаторов.

10.4. Стационарные устройства (башни, оборудованные мостовыми кранами) для сборки и ревизии трансформаторов (автотрансформаторов) предусматриваются на подстанциях 500-750 кВ, а также на подстанциях 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и выше, расположенных в удаленных или труднодоступных местах, с которых нецелесообразно отправ-

ка трансформаторов на ремонтные заводы.

Б. Масляное хозяйство

10.5. Маслосклады и аппаратные (оперативные помещения с коллекторами и маслоочистительной аппаратурой) масляного хозяйства сооружаются на подстанциях 330-750 кВ, на которых проектом предусматриваются банки для развязки трансформаторов. На маслоскладе устанавливаются три стационарных бака изоляционного масла. Емкость каждого бака должна быть на 10% больше емкости одного бака самого большого трансформатора, но не менее емкости железнодорожной цистерны.

10.6. На подстанциях 110 кВ и выше с баковыми масляными выключателями 110 кВ и выше устанавливаются два стационарных бака, каждый рассчитанный на емкость трех баков наибольшего выключателя и запас на доливку не менее 1% всего количества масла, залитого в аппараты и трансформаторы.

10.7. На остальных подстанциях маслобаки не устанавливаются, а доставка масла, в том числе сухого, осуществляется в передвижных емкостях.

10.8. Стационарные маслопроводы к баковым масляным выключателям и трансформаторам всех напряжений не прокладываются. При операциях по заливке, опорожнению и очистке масла должны применяться инвентарные маслопроводы.

Постоянные маслопроводы на подстанции 330-750 кВ прокладываются от аппаратной маслохозяйства к помещению для ремонта трансформаторов и к месту разгрузки железнодорожных цистерн с маслом.

10.9. На подстанциях с синхронными компенсаторами устанавливаются два бака для турбинного масла, каждый емкостью не менее 110% емкости масляной системы компенсатора.

В. Пневматическое хозяйство

10.10. На подстанциях с воздушными выключателями предусматривается стационарная компрессорная установка.

Давление компрессорной установки 40 кгс/см^2 выбирается с учетом:

а) требуемой для выключателей степени осушки воздуха;

б) номинального давления, требуемого для работы пневматических приводов или воздушных выключателей.

При любом количестве рабочих компрессоров должен быть предусмотрен один резервный. Производительность рабочих компрессоров должна обеспечивать восстановление давления в воздухосборниках повышенного давления:

а) снижения за 2 ч, когда компрессорная установка не работает в течение 30 мин;

б) снижения после аварии – в пределах времени, допустимого для непрерывной работы компрессоров данного типа, но не более чем за 1,5–2 ч.

Емкость воздухосборников должна обеспечивать:

а) покрытие потерь на вентиляцию воздушных выключателей и утечек за 2 ч (время отказов компрессоров);

б) восстановление давления в воздушных выключателях при одновременном отключении наибольшего количества выключателей, возможного по режиму работы подстанции.

Для повышения эффективности термодинамической осушки воздуха в схеме компрессорной установки должна предусматриваться возможность работы компрессоров через несколько последовательно соединенных воздухосборников.

10.11. На подстанциях с аппаратурой, имеющей пневматические приводы, предусматриваются две однокомпрессорные установки, располагаемые непосредственно на территории ОРУ вблизи оборудования, при этом на подстанциях с одним выключателем устанавливается одна такая компрессорная установка.

Для аппаратов, у которых отсутствуют индивидуальные резервуары для воздуха, должны предусматриваться воздухосборники рабочего давления,

устанавливаемые в РУ на открытом воздухе, присоединяемые непосредственно к воздухопроводной распределительной сети.

10.12. Прокладка воздухопроводов по территории подстанции производится в кабельных каналах или лотках совместно с кабелями, на конструкциях по краю лотков или открыто на конструкциях, по стойкам с соблюдением требуемых уклонов.

10.13. Магистральные воздухопроводы и ответвления к шкафам управления выполняются из стальных бесшовных труб, а воздухопроводы от шкафов управления к резервуарам воздушных выключателей из медных труб.

Г. Газовое хозяйство

10.14. Подстанции с синхронными компенсаторами с водородным охлаждением обеспечиваются привозным водородом и углекислым газом.

Собственные электролизные установки, как правило, на подстанциях не сооружаются.

В проектах подстанций должны при необходимости предусматриваться средства на сооружение водородонаполнительных при существующих электролизных установках электростанций, а если это требуется – и на расширение последних.

10.15. Снабжение синхронных компенсаторов водородом и углекислым газом осуществляется централизованно от ресиверов.

Для приема и разрядки баллонов с водородом и углекислым газом на подстанции сооружается механизированный приемо-раздаточный пункт (склад), где размещаются рампы с баллонами и ресиверы из расчета обеспечения водородом двадцатидневного эксплуатационного расхода и однократного заполнения одного компенсатора, имеющего наибольший объем.

Расчетный суточный расход водорода в одном синхронном компенсаторе принимается равным 5% общего объема газа в корпусе машины.

Минимальный запас углекислого газа на подстанции должен быть равен трехкратному заполнению одного синхронного компенсатора. Воздух для

продувки синхронного компенсатора берется от системы воздушного хозяйства подстанции или от самостоятельного компрессора (можно передвижного).

10.16. Водород, углекислый газ и сжатый воздух подаются к синхронному компенсатору по отдельным трубопроводам открыто на одних и тех же стойках, с расположением трубопроводов (сверху вниз): воздух-водород-углекислота. Трубопровод сжатого воздуха соединяется с синхронным компенсатором гибким шлангом. Допускается прокладка трубопроводов углекислоты и водорода в кабельных каналах или лотках при условии применения стальных бесшовных труб.

II. ПОДЪЕЗДНЫЕ И ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫЕ ДОРОГИ

А. Автомобильные дороги

11.1. Для подстанций с трансформаторами мощностью 1 МВ·А и выше предусматриваются следующие виды автомобильных дорог:

а) подъездная автодорога для связи подстанции с общей сетью автомобильных дорог;

б) внутриплощадочные автодороги для перевозок грузов и проезда по площадке подстанции.

Для перевозки тяжелых грузов (трансформаторов, синхронных компенсаторов) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки подстанции разрабатывается автодорожный маршрут по существующим и вновь проектируемым дорогам, проверенный по грузоподъемности и прочности мостов, труб, покрытия проезжей части и земляного полотна для возможности пропуска тяжелых грузов.

Маршрут разрабатывается, если грузы не доставляются по подъездному железнодорожному пути на площадку подстанции.

11.2. Проект подъездных автодорог к подстанциям увязывается со схемами районных планировок и с генеральными планами населенных пунктов и промышленных предприятий при выборе площадки в пределах последних.

с удовлетворением в этих случаях дополнительно требований СНиП П-К.3-71 "Улицы, дороги и площади населенных мест"(Стройиздат,1971) и СНиП П-М.I-71 "Генеральные планы промышленных предприятий" (Стройиздат,1971).

Подъездные автомобильные дороги с твердым покрытием предусматриваются для подстанций напряжением 35 кВ и выше при единичной мощности трансформаторов IO МВ·А и более, а также независимо от мощности трансформаторов, если системой обслуживания подстанции предусматривается регулярный подвоз персонала автотранспортом.

Для всех остальных подстанций предусматриваются подъездные автодороги без твердого покрытия.

II.3. Автодороги с твердым покрытием предусматриваются, как правило, к следующим зданиям и сооружениям: к порталу или башне для ревизии трансформаторов, к зданию СПУ, к ЗРУ и КРУН, вдоль выключателей ОРУ IIO кВ и выше, к зданию местного хозяйства, к материальному складу, насосным, резервуарам воды, компрессорной и месту для хранения водорода, к фазам выключателей 330-750 кВ. Все остальные автодороги выполняются без твердого покрытия. Внутриплощадочные автомобильные дороги крупных подстанций проектируются по кольцевой системе.

II.4. Подъездные автодороги к подстанциям проектируются с шириной проезжей части 4,5 м, с проезжей частью и сооружениями в одном уровне, пределах населенных пунктов - в соответствии с типом существующих или проектируемых дорог по согласованию с местными органами.

Внутриплощадочные автодороги проектируются с шириной проезжей части 3,5 м, кроме тупикового проезда (являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки), ширина которого принимается 4,5 м.

При проектировании внутриплощадочных дорог предусматривается совмещение с железнодорожными путями (при наличии последнего) автодороги шириной 4,5 м к месту установки трансформаторов.

II.5. Покрытие проезжей части подъездных и основных внутриплощадочных автодорог должно выполняться:

а) для подстанций 35-220 кВ с трансформаторами мощностью 10 МВ·А и выше - с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе технико-экономического сравнения вариантов:

- асфальто-бетонное на щебеночном или гравийном основании;
- черношебеночное или чернощебеночное;
- белощебеночное, гравийное или шлаковое;
- грунтовое, обработанное органическими или неорганическими вяжущими материалами;

б) для подстанций напряжением 330 кВ и выше, не имеющих подъездных железнодорожных путей, - из унифицированных сборных железобетонных плит на щебеночном или гравийном основании, а при наличии подъездных железнодорожных путей - аналогично п.II.5,а.

Б. Железные дороги

II.6. Подъездные железнодорожные пути нормальной колеи к площадкам подстанций 330-750 кВ предусматриваются в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов (трансформаторов, синхронных компенсаторов) трайлерами по автодорогам.

Кроме того, железнодорожные пути к подстанциям 220 кВ и выше предусматриваются:

а) если этот путь одновременно является подъездным путем территориально примыкающей к подстанции сетевой ремонтно-производственной базы (РПБ) I-го типа, на которой выполняется ремонт трансформаторов;

б) если ответвление пути на площадку подстанции с трансформаторами мощностью 125 МВ·А и выше или синхронными компенсаторами не превышает 1000 м.

II.7. Примыкание подъездного железнодорожного пути допускается к станционным железнодорожным путям Министерства путей сообщения СССР

и к любым ж.д. путям промышленных предприятий по согласованию с последними.

II.8. Для подъездного железнодорожного пути разрешается использовать старогодние рельсы. Для внутриплощадочного пути перекатки трансформаторов на собственных катках применяются только новые рельсы.

II.9. При обслуживании одним железнодорожным путем подстанции и РПБ путь должен проектироваться с заходом сначала на территорию РПБ, а затем на подстанцию. Транспортирование грузов РПБ через территорию подстанции не допускается.

I2. ВОДОСНАБЖЕНИЕ, КАНАЛИЗАЦИЯ И АВАРИЙНЫЕ МАСЛОСТОКИ

А. Хозяйственно-питьевое водоснабжение и канализация

I2.I. На подстанциях, имеющих постоянный дежурный персонал в ОИУ, предусматриваются хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальная канализация с простейшими очистными сооружениями (септик, накопитель, поля фильтрации и т.п.).

I2.2. На подстанциях без постоянного дежурства персонала предусматриваются дворовые уборные и колодцы, а если вода из колодца непригодна для питья, то доставка воды осуществляется передвижными средствами.

При расположении подстанции напряжением II0 кВ и выше без постоянного дежурства персонала в городах вблизи существующих систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОИУ предусматриваются ввод водопровода и санитарные канализованные узлы.

I2.3. Отвод атмосферных вод с площадки подстанции должен осуществляться поверхностным способом.

Устройство дождеприемников разрешается только при наличии соответствующих обоснований.

I2.4. При определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды подстанции необходимо учитывать полив территории. Нормы расхода воды

ми нормами проектирования в соответствии со СНиП II-Г. 3-62 "Водоснабжение" (Госстройиздат, 1963).

Б. Противопожарный водопровод

12.5. На подстанциях напряжением до 154 кВ включительно с трансформаторами единичной мощностью 63 МВ·А, а также на подстанциях 220 кВ с трансформаторами единичной мощностью 40 МВ·А (без синхронных компенсаторов) предусматривается противопожарный водопровод или пожарные водоемы емкостью до 100 м³, заполнение которых водой производится в соответствии с требованиями СНиП. На подстанциях напряжением до 154 кВ с трансформаторами единичной мощностью ниже 63 МВ·А и 220 кВ – ниже 40 МВ·А противопожарный водопровод и водоемы не предусматриваются.

12.6. На подстанциях с трансформаторами единичной мощностью выше 63 МВ·А или общей мощностью более 126 МВ·А и на подстанциях с синхронными компенсаторами предусматривается противопожарный водопровод с устройством на сети пожарных гидрантов.

Противопожарный водопровод может быть низкого или высокого давления в зависимости от местных условий.

12.7. Противопожарный водопровод, как правило, должен объединяться с хозяйственно-питьевым или производственным. Отступление от этого правила должно иметь технико-экономическое обоснование.

12.8. На всех подстанциях напряжением 500–750 кВ и на подстанциях напряжением 220–330 кВ с трансформаторами единичной мощностью 200 МВ·А и выше кроме противопожарного водопровода высокого давления предусматриваются стационарные автоматические установки для пожаротушения трансформаторов и реакторов распыленной водой или пеной.

12.9. Как правило, сеть противопожарного водопровода должна быть кольцевой. Допускается устройство тупиковой сети длиной не более 200 м.

Прокладка противопожарных тупиковых линий длиной более 200 м разрешается при условии устройства противопожарных резервуаров (водое-

мов) или по согласованию с органами Государственного пожарного надзора.

12.10. При расчете сети на пожаротушение выключение линий кольцевых сетей учитывать не следует.

12.11. Кабели к электродвигателям взаиморезервирующих пожарных насосов должны прокладываться по разным трассам и питаться от разных секций РУ или от независимых источников питания.

В. Техническое водоснабжение

12.12. Системы технического водоснабжения должны, как правило, применяться оборотные.

12.13. Тип охладителя выбирается исходя из климатических условий района расположения подстанции. В основном должны применяться брызгальные бассейны. Применение градирен должно быть обосновано.

12.14. Качество добавочной воды в системах технического водоснабжения должно исключать возможность отложения карбоната кальция и магния в трубках охладителей или коррозию металла. При исходной воде, не обеспечивающей это условие, должна предусматриваться стабилизационная обработка воды - СНиП II-I.73-62."Водоснабжение" (Госстройиздат,1963).

12.15. На подстанциях с ОРУ, изоляция которых загрязняется промышленными уносами, способными смываться водой, а также морскими и солончаковыми уносами, предусматриваются установки для обмывки изоляторов водой под напряжением. В зависимости от климатических условий обмывочные установки могут быть стационарными или передвижными.

Г. Аварийные маслостоки

12.16. Аварийные маслостоки выполняются, как правило, закрытыми.

12.17. При сооружении открытых аварийных маслостоков должны быть соблюдены следующие условия:

а) вертикальная планировка подстанции должна исключать возможность растекания масла и попадания его под расположенное рядом оборудование;

б) при невозможности выполнения п.12.17,а необходимо устройство бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

в) трасса открытых маслостоков должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслонаполненной аппаратуры.

12.18. Должна быть предусмотрена сеть аварийных маслостоков от силовых трансформаторов с содержанием масла более 1000 кг.

12.19. Сброс масла из аварийных маслостоков должен быть согласован с местными органами Госсанинспекции. Маслоуловитель на выпуске предусматривается по требованию последних.

13. СРЕДСТВА СВЯЗИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ

13.1. Подстанции оснащаются средствами диспетчерской и технологической связи и устройствами телемеханики в объемах, предусмотренных "Основными положениями по объемам средств телемеханики и связи в энергетических системах" (БТИ ОРГРЭС, 1966).

Диспетчерская и технологическая связь и средства телемеханики для подстанций должны проектироваться на основании утвержденных схем развития средств диспетчерского управления энергосистемой.

13.2. Основное оборудование средств связи и телемеханики подстанции - высокочастотные посты, аппаратура дальней связи и радиорелейных линий, радиостанции, оборудование АТС и радиотрансляционного узла, выпрямители, блоки питания, электромашинные и статические преобразователи - размещается в помещении аппаратной связи; диспетчерский коммутатор и пульт управления радиостанцией - в помещении щита управления подстанции; аппаратура телемеханики - в помещении панелей управления; аккумуляторы - в общеподстанционной аккумуляторной.

В отдельных случаях допускается размещение радиостанции и радиотрансляционного узла в помещении щита управления подстанции, а аппаратуры дальней связи и ретранслированных линий - в специальном помещении.

13.3. Основное электропитание аппаратуры связи и телемеханики осуществляется от сети собственных нужд переменного тока подстанции через выпрямители, стабилизаторы и блоки питания, входящие в комплект аппаратуры или специально предусматриваемые для этих целей.

По обеспечению аварийным электропитанием вся аппаратура средств связи и телемеханики на подстанциях относится ко второй и третьей категориям. К третьей категории относится аппаратура радиотрансляционного узла, ко второй – вся остальная аппаратура средств связи и телемеханики.

Для потребителей второй категории допускаются лишь кратковременные перерывы электропитания, определяемые временем работы автоматики при переключении на резервный источник питания и готовности последнего (не более одной минуты).

Для потребителей третьей категории допускается перерыв в электропитании на время, необходимое для восстановления основного источника электропитания.

Резервирование электропитания потребителей второй категории осуществляется:

– на подстанциях с постоянным оперативным током – от аккумуляторной батареи оперативного тока через электромашинные или статические преобразователи;

– на подстанциях с переменным оперативным током – от специальной аккумуляторной батареи.

13.4. Подстанции с постоянным дежурством персонала радиофицируются от местного (городского) радиотрансляционного узла Министерства связи СССР или другого ведомства.

13.5. Устройства и аппаратура связи, устанавливаемые на подстанциях, подлежат защите от опасных напряжений и токов, которая выполняется в соответствии с "Правилами защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов" (БТИ ОРГРЭС,1966).

Приложение

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Правила устройства электроустановок, "Энергия", 1966.

Правила технической эксплуатации, "Энергия", 1968.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций. "Энергия", 1969.

СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. Стройиздат, 1972.

Основные положения по объемам средств телемеханики и связи в энергетических системах. БТИ ОРГРЭС, 1966.

Руководящие указания по защите от перенапряжений электротехнических установок переменного тока 3-220 кВ. Госэнергоиздат, 1954.

Руководящие указания по проектированию и эксплуатации линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока 3-500 кВ, расположенных в районах с загрязненной атмосферой. БТИ ОРГРЭС, 1967.

Нормы и правила по охране труда при работах на подстанциях и воздушных линиях электропередачи напряжением 400, 500 и 750 кВ переменного тока промышленной частоты. СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.

СН 174-67. Указания по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. Госстройиздат, 1962.

СНиП II-Д.2-62. Железные дороги колеи 1524 мм промышленных предприятий. Госстройиздат, 1963.

СНиП II-Д.6-62. Автомобильные дороги промышленных предприятий. Стройиздат, 1964.

СНиП II-А.5-62. Линии электропередачи напряжением выше 1 кв. Госстройиздат, 1963.

СНиП II-А.1-71. Генеральные планы промышленных предприятий. Стройиздат, 1971.

СНиП II-Г.3-63. Водоснабжение. Госстройиздат, 1963.

СНиП II-Г.1-70. Внутренний водопровод зданий. Стройиздат, 1971.

СНиП П-Г.6-62. Канализация. Госстройиздат, 1962.

СНиП П-Г.5-62. Внутренная канализация производственных и вспомогательных зданий промышленных предприятий. Госстройиздат,1963.

СНиП П-Г.7-62. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Стройиздат, 1964.

СНиП Б-И. 6-67. Электротехнические устройства. Правила организации производства работ. Приемка в эксплуатацию. Стройиздат,1968.

СН-П П-А. 5-62. Противопожарные требования. Основные положения проектирования. Госстройиздат, 1963.

Нормы
технологического проектирования
понижающих подстанций
с высшим напряжением 35-750 кВ
(2-ое издание,
переработанное и дополненное)

Ответственный редактор Н.Л.Лемана

Отпечатано на ротапринте с форм "ЭРА". Подписано к печати
5/II-74 г. КЕ-05423. Формат издания 60 х 84 1/16. Печ.л. 3.
Усл.п.л. 2,79. Заказ 687/р. Тираж 200 экз.

Типография УУЭ Минэнерго СССР, г. Иваново, ул.Ермака, 41.

gost.e-ecolog.ru