

Т-68

**ПРАВИЛА И НОРМЫ  
ИСПЫТАНИЙ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

621.311

1-68

0/16

И. Кавышев - 4

Корсет	История	Электроника	Вру-
Добавил			

Ташкент

Книга должна быть возвращена по  
позже указанного здесь срока

Количество предыдущих выданий \_\_\_\_\_

--	--

1646-1785

001.211  
Т-62

ГОСУДАРСТВЕННОЕ АГЕНТСТВО ПО НАДЗОРУ В  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ "УЗГОСЭНЕРГОНАДЗОР"

УТВЕРЖДЕНО  
Государственным агентством  
по надзору в электроэнергетике  
«Узгосэнергонадзор»  
Приказом №250 от 03.06.2002г.  
Генеральным директором  
Б. М. Тешабаевым

ПРАВИЛА И НОРМЫ  
ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

г. Ташкент

НИСЖИ ТЕХНИК KUTUBXONASI	1
_____ sonli buyum	

Правила и нормы испытаний электрооборудования рассмотрены Министерством юстиции Республики Узбекистан и настоящий документ отнесем к техническим документам.

Настоящие Правила согласованы Узбекским государственным центром стандартизации, метрологии и сертификации, ОАО «Узэлектромонтаж» и Государственной акционерной компанией «Узбекэнерго».

Правила и нормы испытаний электрооборудования. Под общей редакцией А. Г. Салиева — Изд. Ташкент.

В книге приведена периодичность, объем и нормы испытаний генераторов, электродвигателей, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования электрических станций и сетей.

Настоящее издание Правил содержит требования к испытанию электрооборудования, в некоторой части учтены опыт эксплуатации Узбекской энергосистемы. В него включены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополнено нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей, ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией, предохранителей — разъединителей.

Книга рассчитана на инженерно — технический персонал, занимающийся наладкой, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.



## Предисловие

Правила и нормы испытаний электрооборудования (далее - Правила) разработаны Государственным агентством по надзору в электроэнергетике (Узгосэнергонадзор) Кабинета Министров Республики Узбекистан при участии института Энергетики и Автоматики Академии Наук Республики Узбекистан и дочернего предприятия «Узэнергосозлаш» Государственной акционерной компании «Узбекэнерго» на основе пятого издания (1978 г.) «Нормы испытания электрооборудования».

В разработке Правил участвовали к.т.н: И. С. Лейтес, А. Г. Салиев, Б. И. Козырев, А. А. Азизов, А. В. Кротов, инженеры: М. Т. Сагдиев, Л. А. Арипов, Э. Р. Трон, Х. В. Каримов, Н. Н. Монакова, Е. А. Павлов, В. И. Кулаков, А. И. Новикова, А. А. Жененко, В. Г. Гетман, С. В. Червяков, Правила рассмотрены эксплуатационными управлениями ГАК «Узбекэнерго» (В.Н. Елфимов, Ю. М. Исаев, Л. И. Нуруллаев).

В рассмотрении разработок Правил и их редактировании участвовали д. т. н. Т. С. Камалов, к. т. н. С. С. Халиков и научный сотрудник З. Э. Юсупов института Энергетики и Автоматики АН. РУз.

В согласовании Правил участвовали Узгосстандарт (А. Н. Максудов, С. К. Жебровский, А. А. Зинатуллаев), ОАО «Узэлектромонтаж» (Н. И. Кучкаров), ГАК «Узбекэнерго» (Р. О. Раимов, Т. И. Анваров) и рассмотрены комиссией ГА «Узгосэнергонадзор» (Б. М. Тшабаев, Я. Н. Хожиев, Б. Х. Гулямов, У. Ш. Абдуллаев, Р. К. Барноев).

Настоящий нормативный документ содержит требования, уточненные с учетом опыта эксплуатации энергосистем, наладочных организаций, специализированных ремонтных предприятий и научно-исследовательских институтов.

В нормативном документе не приводится методика испытания и метрологические требования, так как они отражены в инструкциях, методических указаниях, пособиях и т. п.

Правила предназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей и распространяются только на территории Республики Узбекистан.

Замечания и предложения по уточнению и совершенствованию документа «Правила и нормы испытаний электрооборудования», а также вопросы по их использованию следует направлять в агентство «Узгосэнергонадзор» (700000, Хорезмская, б.)

**Список  
исполнителей, участвовавших в разработке и согласовании документа  
«Правила и нормы испытаний электрооборудования»**

**ГЭК «Узбекэнерго»:**

- |  |                 |
|--|-----------------|
| 1. Председатель правления                    | Э.Р. Шонсматов  |
| 2. Первый заместитель Председателя правления | Г.М. Толмачев   |
| 3. Начальник УЭЭС                            | В. Н. Елфимов   |
| 4. Начальник СНТБ                            | Ю. М. Исаев     |
| 5. Зам. начальника УТЭС                      | Л. И. Нуруллаев |

**Узгосстандарт:**

- |                      |                  |
|----------------------|------------------|
| Генеральный директор | А. Н. Максудов   |
| Главный метролог     | С. К. Жебровский |
| Начальник отдела 17  | А.А. Зинатуллаев |

**ОАО «Узэлектромонтаж»**

- |                        |               |
|------------------------|---------------|
| Председатель правления | И.И. Кучкаров |
|------------------------|---------------|

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения
2. Общие методические указания по испытаниям электрооборудования
3. Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители
4. Машины постоянного тока (кроме возбудителей)
5. Электродвигатели переменного тока
6. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы
7. Трансформаторы тока
8. Трансформаторы напряжения
9. Масляные и электромагнитные выключатели
10. Воздушные выключатели
11. Выключатели нагрузки
12. Элегазовые выключатели
13. Вакуумные выключатели
14. Разъединители, отделители и короткозамыкатели
15. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки
16. Комплектные экранированные токопроводы 6 кв и выше
17. Сборные и соединительные шины
18. Токоограничивающие сухие реакторы
19. Электрофильтры
20. Конденсаторы
21. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений
22. Трубчатые разрядники
23. Вводы и проходные изоляторы
24. Предохранители, предохранители - разъединители напряжением выше 1000 в
25. Трансформаторное масло
26. Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 в
27. Стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи
28. Заземляющие устройства
29. Силовые кабельные линии
30. Воздушные линии электропередачи

31. Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин
32. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов
33. Заключительные положения

Приложение 1

Нормы испытаний генераторов и синхронных компенсаторов при ремонтах обмоток

Приложение 2

Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток

Приложение 3

Тепловизионный контроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи

Приложение 4

Периодичность профилактических испытаний трансформаторов

Приложение 5

Контроль состояния изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию

Приложение 6

Контроль состояния изоляции трансформаторов после капитального ремонта

Приложение 7

Условие пребывания активной части трансформатора на воздухе

Приложение 8

Нормы характеристик масляных и электромагнитных выключателей (согласно инструкций заводов-изготовителей)

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящими Правилами следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с Правилами следует руководствоваться действующими руководящими документами, а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям Правил.

1.2. Правилами предусматриваются как традиционные испытания, положительно зарекомендовавшие себя в течение многих лет, так и испытания, ранее не предусмотренные, но широко применяемые в последние годы, подтвердившие свою эффективность (например, хроматографический анализ газов, растворенных в масле, инфракрасная диагностика, измерение разрядников и др.), и, как правило, не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определять степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

1.3. В Правилах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

II - при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К - при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С - при среднем ремонте;

Т - при текущем ремонте электрооборудования;

М - между ремонтами.

Категория «К» включает контроль при капитальном ремонте как данного вида электрооборудования, так и оборудования данного присоединения.

Испытания при средних ремонтах турбогенераторов с выводом ротора производятся в объеме и по нормам для капитального ремонта (К), а без вывода ротора - в объеме и по нормам для текущего ремонта (Т).

Периодичность межремонтного контроля электрооборудования, если она не указана в ПТЭ или в соответствующих главах Правил, устанавливается ГЭК "Узбекэнерго" с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования.

1.4. В Правилах приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других

фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в Правилах допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу оборудования.

1.5. В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого на энергопредприятии ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными, полученными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимают значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

1.6. Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии экспертного заключения ГАК "Узбекэнерго" о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям производится в соответствии с требованиями нормативных документов на данное оборудование.

1.7. Кроме испытаний, предусмотренных Правилами, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

1.8. Технические руководители энергопредприятий должны обеспечить скорейшее внедрение предусмотренного Правилами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний.

1.9. Тепловизионный контроль состояния электрооборудования рекомендуется производить для распределительных устройств в целом. Для закрытых распределительных устройств контроль производится, если это позволяет их конструкция.

1.10. Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Правилах. Периодичность контроля устанавливается ГАК "Узбекэнерго" в зависимости от условий хранения.

1.11. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

1.12. Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6–10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценка состояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

1.13. После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляных выключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящими Правилами.

1.14. В случаях выхода значений, определяемых при испытаниях параметров, за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные в Правилах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящими Правилами, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в Правилах.

1.15. Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объеме измерения электронной и микропроцессорной аппаратуры и по нормам, приведенным в соответствующих нормативно-технических документах.

1.16. Местные инструкции должны быть приведены в соответствии с данными Правилами.

1.17. Объем и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем ГАК "Узбекэнерго", электростанции и сетей в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

Объем испытаний электрооборудования распределительных сетей напряжением до 20 кВ устанавливается техническим руководителем предприятия, эксплуатирующего электросети.

1.18. В Правилах применяются следующие понятия:

*Предельно-допустимое значение параметра* — наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

*Исправное состояние* — состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

*Ресурс* наработка электрооборудования от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

*Контроль технического состояния* (в тексте — контроль) — проверка соответствия значений параметров электрооборудования требованиям настоящих Правил.

*Ремонт по техническому состоянию* — ремонт, объем и время проведения которого определяются состоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого с периодичностью и в объеме, установленными настоящими Правилами.

*Испытания* — экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик электрооборудования в результате воздействия на него факторами, регламентированными настоящими Правилами.

*Комплексные испытания* — испытания в объеме, определяемом специальной программой.

*Измерения* — нахождение значения физической величины опытным путем с помощью технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

*Погрешность измерения* — допустимые пределы погрешности, определяемые стандартизованной или аттестованной методикой измерений.

*Испытательное напряжение частоты 50 Гц* — действующее значение напряжения переменного тока, которое должны выдерживать в течение заданного времени внутренняя и внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях испытания.

*Испытательное выпрямленное напряжение* — амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.



*Электрооборудование с нормальной изоляцией* — электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подверженных действию атмосферных перенапряжений, при обычных мерах по грозозащите.

*Электрооборудование с облеженной изоляцией* — электрооборудование, предназначенное для применения лишь в электроустановках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений, или при специальных мерах по грозозащите, ограничивающих амплитуду атмосферных перенапряжений до значений, не превышающих амплитуду одноминутного испытательного напряжения частоты 50 Гц.

*Аппараты* — силовые выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, заземлители, предохранители, предохранители-разъединители, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, комплектные распределительные устройства, комплектные экранированные токопроводы, конденсаторы.

## 2. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1. Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

2.2. Электрические испытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже 5°C, кроме оговоренных в Правилах случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях) по решению ГАК "Узбекэнерго", измерения тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измерения на электрооборудовании на напряжение до 35 кВ включительно могут проводиться при более низкой температуре. Измерения электрических характеристик изоляции, произведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5°C.

2.3. Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение — не более 5°C). Если это невозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с Правилами требуется определение коэффициента абсорбции ( $R_{60}/R_{15}$ ), отсчет производится дважды: через 15 с и 60 с после начала измерений.

2.4. Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Перед проведением испытаний изоляции электрооборудования (за исключением вращающихся машин, находящихся в эксплуатации) наружная поверхность изоляции должна быть очищена от пыли и грязи, кроме тех случаев, когда испытания проводятся методом, не требующим отключения электрооборудования.

2.5. Испытание изоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов повышенным приложенным напряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно для каждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случае при наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательного устройства, который будет находиться под напряжением, соединяется с выводом испытуемой обмотки, а другой — с заземленным корпусом испытываемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обонх концов каждой фазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

2.6. При испытаниях электрооборудования повышенным напряжением частоты 50 Гц, а также при измерении тока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформаторов рекомендуется использовать линейное напряжение питающей сети.

2.7. Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного Правилами.

2.8. До и после испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц или выпрямленным напряжением следует измерять сопротивление изоляции. Испытание изоляции повышенным выпрямленным напряжением, если оно предусмотрено Правилами, должно производиться до испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц.

2.9. Испытание напряжением 1 кВ частоты 50 Гц может быть заменено измерением одномоментного значения сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В. Эта замена не допускается при испытании цепей релейной защиты и электроавтоматики.

### 3. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ, КОМПЕНСАТОРЫ И КОЛЛЕКТОРНЫЕ ВОЗБУДИТЕЛИ

#### 3.1. Типовой объем и нормы испытаний

Типовой объем и нормы измерений и испытаний генераторов во время или после монтажа, при капитальных и текущих ремонтах, а также в межремонтный период, приведены в пп. 3.2 - 3.34.

Приведенный типовой объем и нормы измерений и испытаний генераторов в энергосистеме РУз распространяются на:

- турбогенераторы типа ТГВ-25-2, ТВС-30-2, ТВ-50-2, ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-63-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-165-2, ТГВ-200-2М, ТВВ-320-2, ТВВ-320-2Е, ТЗВ-800-2 на напряжения 6,3 кВ, 10,5 кВ, 15,75 кВ, 18 кВ, 20 кВ и 24 кВ.

- гидрогенераторы типа ВГС-325, ВГС-375, ESD-375, СВ-425, СВ-546, СВ-550, СВ-570, СВ-750, СВ-808, СВ-850, ВВ-654П, ВВ-844V-187 инофирмы на напряжения 6,3 кВ, 6,6 кВ, 10,5 кВ, 13,8 кВ.

- синхронные компенсаторы типа КСВ-50000 на напряжение 11 кВ.

Объем и нормы пооперационных измерений и испытаний при восстановительных ремонтах обмоток генераторов сведены в Приложении 1.

#### 3.2. Определение условий включения в работу генераторов без сушки

После текущего, среднего или капитального ремонтов генераторы, как правило, включаются в работу без сушки.

Генераторы, вновь вводимые в эксплуатацию или прошедшие ремонт со сменой обмоток, включаются без сушки, если сопротивление изоляции ( $R_{\text{iso}}$ ) и коэффициент абсорбции ( $R_{\text{iso}}/R_{15}$ ) обмоток статоров имеют значения не ниже указанных в табл. 3.1.

После перепайки соединений у генераторов с гильзовой изоляцией подсушка является обязательной.

У вновь вводимых или прошедших ремонт со сменой обмоток генераторов с газовым (в том числе воздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме того, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения по п. 3.4. Если инструкцией завода-изготовителя вновь вводимого генератора или инструкцией поставщика обмоток статора предусматриваются дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Обмотки роторов генераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом) не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в табл. 3.1. Включение в работу генераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

### 3.3. Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с табл. 3.1.

Сопротивление изоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Случаи, когда измерения производятся с водой в обмотке, специально оговорены в таблице.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10°C - 30°C приведены в табл. 3.1.

Для температур выше 30°C допустимое значение сопротивления изоляции снижается в 2 раза на каждые 20°C разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30°C.

Таблица 3.1.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции (ПУЭ, гл.1.8)

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1	2	3	4	5
I. Обмотка статора	П  П  К, Т*	2500  2500  2500	Не менее десяти разово на каждую номинальную линейную напряженность. По инструкции завода-изготовителя	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{\text{ф}}/R_{\text{ф}}$ не ниже 1,3 При протекании дистиллята через обмотку $R_{\text{ф}}$ и $R_{\text{ф}}/R_{\text{ф}}$ не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлениях изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах

1	2	3	4	5
2. Обмотка ротора	П, К, Т*, М  П, К	1000 (допускается 500)  1000	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении с осушенной обмоткой)  По инструкции завода-изготовителя	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 300 МВт с неявнополюсными роторами, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75°C или 20 кОм при температуре 20°C. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10°C -30°C) допускается только по согласованию с заводом - изготовителем  При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбуждателя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбуждателя)	П, К, Т* М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	
4. Обмотки коллекторных возбуждателя и подвозбудителя	П, К, Т*	1000	Не менее 0,5	
5. Бандажки якоря и коллектора коллекторных возбуждателя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	
7. Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов и 1,0 для турбогенераторов и компенсаторов	Для гидрогенераторов измерение производится, если позволяет конструкция генератора и в заводской инструкции не указаны более жесткие нормы
8. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие углы статора генераторов	П, К	500 - 1000	В соответствии с заводскими требованиями	

1	2	3	4	5
9. Терминальные и соединительные проводники, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора - с воздушным охлаждением обмоток  - с непосредственным охлаждением обмоток статора	П. К	250 кВт (50%)	Не менее 1,0	Напряжение изолятора - по заводской инструкции
	П. К	500	Не менее 0,5	
10. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П. К	2500	100%	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

*Примечание:*\* Сопротивление изоляции обмоток статора, ротора и систем возбуждения с непосредственным водяным охлаждением измеряется при текущих ремонтах только в тех случаях, когда не требуется проведение специально для этой цели демонтажных работ. Допускается проводить измерения вместе с ошиновкой.

#### 3.4. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию генераторов зависимость испытательного выпрямленного напряжения, кВ, от номинального напряжения генераторов, кВ, приведена ниже:

До 6,6 включительно  $1,28 \cdot 2,5 U_{ном}$

Свыше 6,6 до 20 включительно  $1,28(2U_{ном} + 3)$

Свыше 20 до 24 включительно  $1,28(2U_{ном} + 1)$

В эксплуатации изоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением у генераторов, начиная с мощности 5000 кВт.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение во время капитальных ремонтов принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Испытательное выпрямленное напряжение, от номинального напряжения генераторов, с учетом Норм испытаний напряжением промышленной частоты (таблица 3.2. пункт 3) и коэффициента пересчета 1.6, приведены ниже:

для генераторов, проработавших до 10 лет -  $1,7 \times 1,6 = 2,7 U_{ном}$   
 для генераторов, проработавших более 10 лет -  $1,5 \times 1,6 \approx 2,4 U_{ном}$   
 для генераторов с дефектной изоляцией по решению руководства ГАК "Узбекэнерго" -  $1,2 \times 1,6 \approx 2,0 U_{ном}$

Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, было не более чем на 0,5  $U_{ном}$  по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатов токи утечки не нормируются, но по характеру зависимости их от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Токи утечки для построения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее, чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится при 15 с и 60 с ( $I_{15}$  и  $I_{60}$ ). Ступени должны быть близкими к  $0,5 U_{ном}$ . Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения) является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы.

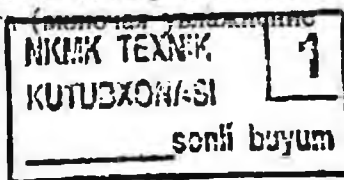
Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности

$$K_u = \frac{I_{15} U_{15}}{I_{60} U_{60}}, \quad (1)$$

где  $U_{15}$  — наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени);  $U_{60}$  — наименьшее напряжение (напряжение первой ступени);  $I_{15}$ ,  $I_{60}$  — токи утечки ( $I_{60}$ ) при напряжениях  $U_{15}$  и  $U_{60}$ .

Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за  $U_{15}$  и  $U_{60}$  допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Для вновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Коэффициент нелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. Рост тока утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта.



изоляция) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают значений, указанных ниже:

кратность испытательного напряжения				
по отношению к $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5	и выше
ток утечки, мкА	250	500	1000	

*Примечание.* У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция.

### 3.5. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается по табл.3.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Изоляцию обмотки статора машин, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения.

В процессе испытания необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмоток у турбогенераторов и синхронных компенсаторов при снятых торцевых щитах, у гидрогенераторов – при открытых люках.

Изоляция обмотки ротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывается при номинальной частоте вращения ротора.

У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции в системе охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и номинальном расходе, если в инструкции завода-изготовителя генератора не указано иначе.

Дополнительно необходимо выполнять требования Противоваздушной предписания № 1-17/96 от 24 декабря 1996 года ГАК "Узбекэнерго".

При первом включении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки статора повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмотки статора. При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускается.



Изоляция обмотки ротора гидрогенераторов во время капитальных ремонтов испытывается на остановленном агрегате напряжением промышленной частоты 2 кВ в течение 1 мин., а затем при развороте агрегата на ручном управлении от нуля до срабатывания центробежного выключателя и последующей остановки агрегата ручным торможением. Полная продолжительность приложения испытательного напряжения составляет не более 5 мин. Перед и после испытания повышенным напряжением измеряется, на остановленном агрегате, сопротивление изоляции обмотки ротора мегаомметром 2500 В в течение 1 мин., с определением коэффициента абсорбции.

Перед включением генератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным  $1,5 U_{ном}$ . Продолжительность испытания 1 мин.

Не допускается совмещение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других расположенных в нем элементов с проверкой газоплотности корпуса генератора избыточным давлением воздуха.

Испытания изоляции генераторов перед включением их в работу (по окончании монтажа или ремонта после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводятся в воздушной среде при открытых люках статора и наличии наблюдателя у этих люков (с соблюдением всех мер безопасности). При обнаружении наблюдателем запаха горелой изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или загорания изоляции испытательное напряжение должно быть снято, люки быстро закрыты и в статор подан инертный газ (углекислота, азот).

Контрольные испытания допускается проводить после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. В этом случае перед испытанием изоляции повышенным напряжением при заполненном водородом корпусе генератора необходимо произвести анализ газа, чтобы убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

При испытании повышенным напряжением полностью собранной машины должно быть обеспечено тщательное наблюдение за изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и организовано прослушивание корпуса машины с соблюдением всех мер безопасности (например, с помощью изолирующего стетоскопа). В случае обнаружения при

Таблица 3.2.

**Испытательные напряжения промышленной частоты  
(ПУЭ, гл.1.8; ГОСТ 183 - 74)**

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика для типа генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1	2	3	4	5
1. Обмотка статора турбогенератора	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	$0,8 + 2,5 U_{ном}$  $0,8(2U_{ном} + 3)$  $0,8(2U_{ном} + 1)$	
2. Обмотка статора гидрогенератора, диктозава или стывина частей статора которого производится на месте монтажа, до окончания полной сборки обмотки и электрических соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ	$2,5 U_{ном}$  $2 U_{ном} + 3$	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по п. 2, а после установки - по п. 1 таблицы
3. Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,2 \div 1,5 \div 1,7) U_{ном}$ , но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию	Испытательное напряжение принимается $1,5 U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для генераторов других мощностей, проработавших более 10 лет, испытательное напряжение принимается $1,5 U_{ном}$ . Испытательное напряжение принимается $1,7 U_{ном}$ для генераторов, проработавших до 10 лет, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора. $1,2 U_{ном}$ по решению ГАК "Узбекэнерго" для генераторов с дефектной изоляцией
	М	Генераторы всех мощностей	$1,3 \div 1,5 U_{ном}$	Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, было не более $0,2 U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5
4. Обмотка явнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	8 Уном возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено
	К	Генераторы всех мощностей	2,0	На остановленном агрегате в течение 1 мин, а затем при развороте агрегата от нуля до срабатывания центробежного выключателя и последующей остановке. Полная продолжительность испытаний не более 5 мин.
5. Обмотка неявнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено
6. Обмотка коллекторных возбuditеля и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	8 Уном возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	Относительно корпуса и бабблэжей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	То же
7. Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
8. Реостат возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
9. Резистор цепи гашения поля и АГП	П, К	Генераторы всех мощностей	2,0	
10. Концевой вывод обмотки статора	П, К	ТГВ-200М*	39,0*; 43,0**	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор
11. Цели измерения температуры генератора	П, К	Генераторы всех мощностей		Испытания проводятся по методике завода-изготовителя

*Примечания:*

\* Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора.

\*\* Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

испытаниях отклонений от нормального режима (толчки стрелок измерительных приборов, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе машины и т.п.) испытания должны быть прекращены и повторены при снятых щитах.

Аналогичным образом должны проводиться профилактические испытания между ремонтами, если они проводятся без снятия торцевых щитов.

При испытаниях повышенным напряжением изоляции обмоток генераторов следует соблюдать меры противопожарной безопасности.

### 3.6. Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в табл.3.3.

Таблица 3.3.

#### Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току (ПУЭ, гл.1.8)

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться более чем на 2%, ветвей на 5%. Результаты измерения сопротивлений одних и тех же ветвей в фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2%	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов. Для отдельных видов машин (генераторов переменного тока, систем возбуждения, малых генераторов и др.) разница в сопротивлениях отдельных фаз и ветвей может быть превышена в соответствии с заводскими данными
2. Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2%	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками
3. Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2%	
4. Обмотка явры возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10% за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	Для возбудителей с волновой обмоткой дополнительно производится измерение сопротивления по шагу волновой обмотки

1	2	3	4
5. Резистор цепи гашения поля, остаток возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10%	
6. Термосопротивления контроля температур генератора	П, К	Согласно заводской инструкции	

### 3.7. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение производится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. У неявнополюсных роторов измеряется сопротивление всей обмотки, а у явнополюсных - каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе. Измерение следует производить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырёх ступенях частоты вращения, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. Сопротивление по полюсам или парам полюсов измеряется только при неподвижном роторе. Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений, измерения должны производиться при аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же значениях питающего напряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3 - 5%, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерение пульсации индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных приборов).

*Примечание:* Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току у неявнополюсных роторов (турбогенераторов) необходимо производить от разделительного трансформатора.

### 3.8. Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на  $\pm 5\%$  среднего значения, равного их полусумме, у

турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников;  $\pm 10\%$  — у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов;  $\pm 20\%$  — у гидрогенераторов, если заводскими инструкциями не предусмотрены более жесткие нормы.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбуждителя в диаметральной противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на  $\pm 5\%$  среднего значения у возбуждителей турбогенераторов мощностью 300 МВт;  $\pm 10\%$  - у возбуждителей остальных генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

Воздушный зазор у вновь вводимых явнополюсных машин (генераторов и возбуждителей) измеряется под всеми полюсами.

При вводе в эксплуатацию и капитальных ремонтах многополюсных генераторов следует определять форму расточки статора измерением зазоров под одним и тем же полюсом, поворачивая ротор каждый раз на полюсное деление с одновременным определением формы ротора измерением зазора в одной и той же точке статора при поворотах. Результаты измерений сравниваются с данными предыдущих испытаний. При их отклонении более чем на 20% принимаются меры по указаниям завода-изготовителя машины.

### 3.9. Определение характеристик генератора

#### 3.9.1. П, К. Снятие характеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ)

Отклонение характеристики КЗ, снятой при испытании, от исходной должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений.

Если отклонение снятой характеристики превышает пределы, определяемые допустимой погрешностью измерения, и характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

При приемо-сдаточных испытаниях характеристику КЗ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе, и имеется соответствующий протокол испытания.

У генератора, работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальном ремонте необходимо снимать характеристику КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором).

Для сравнения с заводской, характеристику генератора допускается получать пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169-77.

Характеристика непосредственно генератора снимается у машин, работающих на шины генераторного напряжения, после монтажа и после каждого капитального ремонта, а у генераторов, работающих в блоке с трансформатором, после ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

У синхронных компенсаторов, не имеющих разгонного электродвигателя, характеристики трехфазного КЗ снимаются на выбеге и только при испытаниях после монтажа (если характеристика не была снята на заводе-изготовителе), а также после капитального ремонта со сменой обмотки ротора.

### 3.9.2. П, К. Снятие характеристики холостого ход: (ХХ)

Характеристика снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению 1,3 номинального для турбогенераторов и синхронных компенсаторов и 1,5 номинального для гидрогенераторов. Допускается снимать характеристику ХХ турбо- и гидрогенераторов, начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику ХХ на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика ХХ блока, при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформаторами).

При вводе в эксплуатацию блока характеристику ХХ собственно генератора (отсоединенного от трансформатора) допускается не снимать, если она была снята на заводе-изготовителе, и имеются соответствующие протоколы. При отсутствии на электростанциях таких протоколов снятие характеристики ХХ генератора обязательно.

В эксплуатации характеристика ХХ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

После определения характеристики ХХ генератора и полного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение и проверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмотки статора.

Отклонения значений снятой характеристики ХХ от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

### 3.10. П, К. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Производится при вводе в эксплуатацию, за исключением генераторов и синхронных компенсаторов, испытанных на заводе-изготовителе, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатации производится после ремонтов генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание производится при XX машины (у синхронного компенсатора на выбеге) путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 130% номинального, для турбогенератора и синхронного компенсатора и до 150% для гидрогенератора.

Продолжительность испытания при наибольшем напряжении 5 мин, а у гидрогенераторов со стержневой обмоткой 1 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения машины до 115% номинальной. Межвитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики XX.

### 3.11. II. Определение характеристик коллекторного возбудителя

Характеристика XX определяется до наибольшего (потолочного) значения напряжения или значения, установленного заводом-изготовителем.

Снятие нагрузочной характеристики производится при нагрузке на ротор генератора до значения не ниже номинального тока возбуждения генератора.

Отклонения характеристик от заводских или ранее снятых должны быть в пределах допустимой погрешности измерений.

### 3.12. К. Испытание стали статора

Первые испытания активной стали производятся на всех генераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем через каждые 5-8 лет у турбогенераторов и при каждой выемке ротора у гидрогенераторов.

Испытание проводится при повреждении стали, частичной или полной перемагничивке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

У генераторов мощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и при ремонте стали периодически 1 раз в 10 лет.

Генераторы и синхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора  $1 \pm 0,1$  Тл, генераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г., испытываются при индукции  $1,4 \pm 0,1$  Тл. Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл — 90 мин, при 1,4 Тл 45 мин.

Если индукция отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, но не более чем на  $\pm 0,1$  Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняются по формулам:



$$t_{\text{исп}} = 90 \left( \frac{1,0}{B_{\text{исп}}} \right)^2 \quad \text{или} \quad t_{\text{исп}} = 45 \left( \frac{1,4}{B_{\text{исп}}} \right)^2 \quad (2); (3)$$

$$P_{1,0} = P_{\text{исп}} \left( \frac{1,0}{B_{\text{исп}}} \right)^2 \quad \text{или} \quad P_{1,4} = P_{\text{исп}} \left( \frac{1,4}{B_{\text{исп}}} \right)^2$$

где  $B_{\text{исп}}$  — индукция при испытании, Тл;  $t_{\text{исп}}$  — продолжительность испытания, мин;

$P_{\text{исп}}$  — удельные потери, определенные при  $B_{\text{исп}}$ ) Вт/кг;  $P_{1,0}$  и  $P_{1,4}$  — удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термомпар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25°C и 15°C.

Удельные потери в стали не должны отличаться от исходных данных более чем на 10%. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в табл. 3.4.

Для более полной оценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительного электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий.

Если намагничивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10% относительно указанных в таблице 3.4.

Измерения производятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01 - 0,05 Тл).

Метод позволяет выявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов.

Таблица 3.4.

Допустимые удельные потери сердечника (ГОСТ 15963-70)

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	$B = 1,0$ Тл	$B = 1,4$ Тл
1511	Э 41	2,0	4,0
1512	Э 42	1,8	3,6
1513	Э 43	1,6	3,2
1514	Э 43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э 320	1,4	2,7
3413	Э 330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э 320	1,7	3,3
3413	Э 330	2,0	3,9

### *Примечание.*

1. Для генераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях более указанных в п. 3.12 и табл. 3.4 решение о возможности продолжения эксплуатации машины и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций с учетом данных предыдущих испытаний и результатов испытаний дополнительными методами.

2. При испытании стали синхронного компенсатора типа КСВ-50000-11 на металлическом удлинителе, на который опирается вал ротора компенсатора при выводе его из расточки статора, индуктируется напряжение равное одному витку намагничивающей обмотки. Необходимо при этих испытаниях изолировать один конец вала ротора и измерения температуры нагрева зубцов сердечника производить только на расстоянии, например, пирометром.

### **3.13. П, М. Испытание на нагревание**

Испытание производится при температурах охлаждающих сред по возможности близких к номинальным и нагрузках около 60, 75, 90, 100% номинальной при вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через 6 мес. после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

У турбогенераторов, для которых по ГОСТ и техническим условиям допускается длительная работа с повышенной против номинальной мощностью при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, нагрева определяются и для этих условий. Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТ и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред. Испытания и обработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии с действующими Методическими указаниями по проведению испытаний генераторов на нагревание (РД 34.45.309-92); при необходимости следует привлечь специализированные организации.

В эксплуатации контрольные испытания производятся не реже 1 раза в 10 лет при одной-двух нагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших более 25 лет, не реже 1 раза в 5 лет. Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не

должны превышать  $3^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C}$  при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по ГОСТ, ТУ или заводской инструкции.

### 3.14. П, К. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора

Определение производится один раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типа генератора, если эти параметры не могли быть получены на заводском стенде (например, для крупных гидрогенераторов, собираемых на месте установки и т.п.).

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяют также один раз при капитальном ремонте после проведения реконструкции или модернизации, если в результате конструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться эти параметры.

Полученные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются на соответствие их требованиям ГОСТ и ТУ.

### 3.15. П, К, Т, М. Проверка качества дистиллята

Система водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных ниже, если в инструкции завода-изготовителя не указаны более жесткие требования:

Показатель рН при температуре $25^{\circ}\text{C}$	$8,5 \pm 0,5$ (7,0 — 9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре $25^{\circ}\text{C}$ , кОм/см	Не менее 200 (100)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100 (200)

#### Примечания:

1. В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на продувки контура свежим дистиллятом должен составлять не менее  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях не более  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$  для закрытых систем.

2. Допускается превышение не более чем на 50% норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске генератора после ремонта, а также при нахождении в резерве.

3. При аммиачной обработке охлаждающей воды и работе фильтров в  $\text{NH}_4\text{OH}$ -форме для гидрогенераторов содержание кислорода в контуре допускается не выше 50 мкг/кг.

4. При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм см должна работать сигнализация.

### 3.16. Измерение вибрации

Вибрация (размах вибросмещений, двойная амплитуда колебаний) узлов генераторов и их электромашинных возбuditелей при работе с номинальной частотой вращения не должна превышать значений, указанных в табл. 3.5.

Эксплуатационное состояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также сердечника статора оцениваются по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах. При обнаружении дефектов, обусловленных механическим взаимодействием элементов, как правило, проводятся измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника.

У гидрогенераторов осмотры и измерения вибрации опорных конструкций, стальных конструкций и лобовых частей обмотки статора должны осуществляться в соответствии с действующими Методическими указаниями по проведению эксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата (МУ 34-70-059-83).

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750 - 1000 об/мин не должна превышать 80 мкм по размаху вибросмещений или  $2,2 \text{ мм/с}^{-1}$  — по среднеквадратическому значению вибрационной скорости. Вибрация измеряется при вводе в эксплуатацию компенсатора после монтажа, а затем — по необходимости.

### 3.17. П, К. Испытание газоохладителей гидравлическим давлением

Испытательное гидравлическое давление должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбо- и гидрогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ;

0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением.

Продолжительность испытания — 30 мин.

При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТВГ — 300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество дефектных отглушенных трубок в газоохладителе не должно превышать 5% общего количества.

### 3.18. П, К. Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивается горячая вода (60°C - 80°C) в течение 12 - 16 ч. (Желательно, чтобы нагрев и остывание составляли 2-3 цикла.)

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ( $D_{\text{вн}} = 28$  мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ( $D_{\text{вн}} = 21$  мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания - 24 ч.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5%. Перед окончанием испытания следует тщательно рассмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Если результаты гидравлических испытаний отрицательные, и определить место утечки не удастся, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем спрессовать смесью сжатого воздуха с фреоном - 12. Плотность системы при этом проверяется галоидным течеискателем.

### 3.19. П, К. Осмотр и проверка устройств жидкостного охлаждения

Осмотр и проверка производятся согласно заводским инструкциям.

Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей (ПУЭ, гл. 1.8 и согласно инструкций заводов - изготовителей)

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроеными в них направляющими подшипниками у гидрогенераторов вертикального исполнения	П, К М <sup>100</sup>	180	150	100	70	50"	30"	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей и торн контактных гидрогенераторов измеряется на верхней крышке подшипника в вертикальном направлении и у ротора в осевом и поперечном направлениях. Для вертикальных гидрогенераторов приведенные значения вибрации относятся к горизонтальному и вертикальному направлениям
2. Контактные кольца роторов турбогенераторов	П, К М	—	—	—	—	—	200 300	Вибрация измеряется в вертикальном и горизонтальном направлениях
3. Сердечник статора турбогенератора	П, К	—	—	—	—	40	60	Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждение узлов крепления сердечника и т.п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к средним длинам сердечника
4. Корпус статора турбогенератора - с упругой подвеской сердечника статора - без упругой подвески	П, К П, К	—	—	—	—	—	30 60	См. Примечание к п. 3 таблицы

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	—	—	—	—	125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истощения изоляции или ослабления креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса. Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора
6. Сердечник статора гидрогенератора	П, К	30(50) <sup>23</sup> 80	30(50) <sup>24</sup> 80	30(50) <sup>24</sup> 80	30(50) <sup>24</sup> (80)	—	—	В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 20 МВт и более при выявлении неудовлетворительного состояния узлов крепления сердечника, появлении контактной коррозии и т.д., но не реже 1 раза в 4 - 6 лет. Вибрация измеряется на спинке секторов сердечника в радиальном направлении по обе стороны стыковых соединений и в 4 - 6 точках по окружности - при кольцевом (бесстыковом) сердечнике
7. Лобовые части обмотки статора гидрогенератора	П, К	50 <sup>25</sup>	50 <sup>25</sup>	50 <sup>25</sup>	50 <sup>25</sup>	—	—	Вибрация обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов гидрогенераторов мощностью свыше 300 МВ·А и генераторов-двигателей мощностью свыше 100 МВ·А. В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более при выявлении ослабления расклиновки и башмажных вставок, истощения изоляции, частых течей воды в головках стержней (машин с водяным охлаждением обмотки) и т.д., но не реже 1 раза в 4 - 6 лет. Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлениях на головках и вблизи выхода из паза не менее чем у 10 стержней обмотки

32

33

НКАК ТЕХНИК  
КУЛДУХУМ СИ  
sonli bulgum  
1

**Примечание:**

<sup>1</sup>Временно до оснащения турбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости. При наличии соответствующей аппаратуры среднеквадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатацию турбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать  $2,8 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$  по вертикальной и поперечной осям и  $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$  — по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более  $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ .

<sup>2</sup>В числителе значение вибрации с частотой 100 Гц в нагруженном режиме (сердечник «горячий») и в скобках в режиме холостого хода с возбуждением (сердечник «холодный»), в знаменателе низкочастотная полигармоническая вибрация (оборотной и кратной ей частот) на холостом ходу и при нагрузке.

<sup>3</sup>Вибрация частотой 100 Гц, приведенная к номинальному режиму.

<sup>4</sup>В межремонтный период размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовины вертикального гидрогенератора, если на них расположены направляющие подшипники, не должен превышать следующих значений:

частота вращения ротора гидрогенератора, об/мин	60 и менее	150	300	428	600
допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Размах вертикальной вибрации опорного конуса или грузонесущей крестовины гидрогенератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать следующих значений:

частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

### 3.20. П, К. Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора в собранном виде

Газоплотность ротора и статора во время монтажа и ремонта проверяется согласно заводской инструкции.

Газоплотность турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением в собранном виде проверяется согласно действующей Типовой инструкции по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов (ТТ 34-70-065-87).

Перед заполнением корпуса генератора водородом после подачи масла на уплотнения вала производится контрольная проверка газоплотности генератора вместе с газомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода.

Продолжительность испытания 24 ч.

Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле:

$$\Delta V = 100 \left[ 1 - \frac{P_k (273 + \vartheta_n)}{P_n (273 + \vartheta_k)} \right] \quad (4)$$

где  $P_n$  и  $P_k$  — абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа;  $\vartheta_n$  и  $\vartheta_k$  — температура воздуха в корпусе генератора в начале и конце испытания.

Вычисленная по формуле суточная утечка воздуха не должна превышать 1,5%.

### **3.21. П, К, Т, М. Определение суточной утечки водорода**

Суточная утечка водорода в генераторе, определенная по формуле п. 3.20, должна быть не более 5%, а суточный расход с учетом продувок для поддержания чистоты водорода по п. 3.25 не более 10% общего количества газа в машине при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5% общего количества газа в нем.

### **3.22. П, К, Т, М. Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор**

В поступающем в генератор водороде содержание кислорода по объему не должно быть более 0,5%.

### **3.23. П, К. Контрольное измерение напора, создаваемого компрессором у турбогенераторов серии ТГВ**

Измерение производится при номинальной частоте вращения, номинальном избыточном давлении водорода, равном 0,3 МПа, чистоте водорода 98% и температуре охлаждающего газа 40°C.

Напор должен примерно составлять 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью 200 - 220 МВт.

### **3.24. П, К. Проверка проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора**

Проверка производится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток по инструкциям заводов-изготовителей.

### **3.25. П, К, Т, М. Контрольный анализ содержания водорода и влажности газа в корпусе генератора**

Содержание водорода в охлаждающем газе в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением обмоток и синхронных компенсаторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением



ем должно быть не менее 98%; в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 50 кПа и выше — 97%, при избыточном давлении водорода до 50 кПа — 95%.

Содержание кислорода в газе у турбогенераторов с водородным охлаждением всех типов и синхронных компенсаторов не должно превышать в эксплуатации 1,2%, а при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97% соответственно 0,8 и 1,0%, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки не более 2%.

В газовой системе турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа (корпус генератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора), проверяется его влажность. При этом температура точки росы водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладитель, но не выше 15°C.

Температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением не должна превышать значения, указанного в заводской инструкции.

### **3.26. П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объеме масляного бака и экранированных токопроводах**

При анализе проверяется содержание водорода в указанных узлах. В масляном баке следов водорода быть не должно. Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1%.

### **3.27. П, К, Т, М. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях генератора**

Проверка производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном венти́ле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

### **3.28. П, К, Т. Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла из уплотнений в сторону генератора**

Опробование производится у генераторов с водородным охлаждением при рабочем номинальном давлении воздуха или водорода в корпусе генератора. Диапазон изменения уровней масла в гидрозатворе должен соответствовать требуемым уровням при открытии и закрытии поплавкового клапана.

### **3.29. П, К. Гидравлические испытания буферного бака и трубопроводов системы маслоснабжения уплотнений**

Испытание производится у генераторов с водородным охлаждением при давлении масла, равном 1,5 рабочего давления газа в корпусе генератора.

Трубопроводы системы маслоснабжения уплотнений до регулятора перепада давления, включая последний, испытываются при давлении масла, равном 1,25 наибольшего допустимого рабочего давления, создаваемого источниками маслоснабжения.

Продолжительность испытаний 3 мин.

### **3.30. П, К, Т. Проверка работы регуляторов давления масла в схеме маслоснабжения уплотнений**

Проверка производится у генераторов с водородным охлаждением. Регуляторы давления уплотняющего, компенсирующего и прижимающего масел проверяются при различных давлениях воздуха в корпусе генератора в соответствии с заводской инструкцией.

### **3.31. П, К. Проверка паяк лобовых частей обмотки статора**

Проверка производится у генераторов, пайка лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (за исключением генераторов с водяным охлаждением обмотки).

Проверка паяк при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паяк в межремонтный период, производится по решению главного инженера предприятия.

Качество паяк мягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных ремонтах с частичной или полной заменой обмотки, прибором КВТ, а также для более точных измерений пирометром.

### 3.32. П, К, М. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках

Производится у работающих генераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли) конца вала ротора.

Для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение между стояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляных пленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора.

При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы.

Различие более чем на 10% указывает на неисправность изоляции.

При проведении измерений в соответствии с эксплуатационным циркуляром № Ц-05-88(Э) «О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов» сопротивление изоляции корпуса подшипника должно быть не менее 2 кОм, сопротивление изоляции масляной пленки — не менее 1 кОм.

Неисправность изоляции подшипников и подпятников гидрогенераторов следует проверять в зависимости от их конструкции, либо по указанию завода-изготовителя, либо способом, применяемым на турбогенераторах.

Величина напряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке машины может указывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

### 3.33. Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимо испытаний, указанных в табл. 3.1 и 3.2, концевые выводы с конденсаторной стеклооксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пп. 3.33.1, 3.33.2.

#### 3.33.1. П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg } \delta$ )

Измерение производится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10°C-30°C.

Значение  $\text{tg } \delta$  собранного концевого вывода не должно превышать 130% значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения  $\text{tg } \delta$  концевого вывода без фарфоровых крышек его значение не должно превышать 3%.

В эксплуатации измерение  $\text{tg } \delta$  концевых выводов не обязательно и его значение не нормируется.

### **3.33.2. П, К. Испытания на газоплотность**

Испытание на газоплотность концевых выводов, испытанных на заводе давлением 0,6 МПа, производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа.

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст./ч.

### **3.34. П, К. Контроль состояния изоляции обмотки статора методом измерения интенсивности частичных разрядов**

С целью дополнительной оценки состояния изоляции обмотки статора и ее крепления в пазах генераторов мощностью свыше 5 МВт следует проводить измерения частичных разрядов на остановленной машине при ступенчатом повышении испытательного напряжения от 1 кВ до номинального фазного напряжения генератора.

Критерий оценки состояния изоляции по результатам измерений частичных разрядов для каждого типа генераторов индивидуален и зависит от применяемых методов испытаний.

В случае превышения допустимого уровня частичных разрядов необходимо определить источник разрядов по пазам и устранить его.

## **4. МАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА (КРОМЕ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ)**

### **4.1. Оценка состояния изоляции обмоток машин постоянного тока**

Машины постоянного тока включаются без сушки при соблюдении следующих условий:

а) для машин постоянного тока до 500 В — если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в табл. 4.1;

б) для машин постоянного тока выше 500 В — если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в табл. 4.1 и значение коэффициента абсорбции не менее 1,2.

### **4.2. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции**

а) Сопротивление изоляции обмоток

Измерение производится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 0,5 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в табл. 4.1. В эксплуатации сопротивление изоляции обмоток измеряется вместе с соединенными с ними цепями и кабелями.

б) Сопротивление изоляции бандажей

Измерение производится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток. Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

Таблица 4.1

**Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток машины постоянного тока (ПУЭ, гл. 1.8)**

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{\text{из}}$ , МОм, при номинальном напряжении машины, В				
	230	460	650	750	900
10	2,7	5,3	8,0	9,3	10,8
20	1,85	3,7	5,45	6,3	7,5
30	1,3	2,6	3,8	4,4	5,2
40	0,85	1,75	2,5	2,9	3,5
50	0,6	1,2	1,75	2,0	2,35
60	0,4	0,8	1,15	1,35	1,6
70	0,3	0,5	0,8	0,9	1,0
75	0,22	0,45	0,65	0,75	0,9

**4.3. П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты**

Значение испытательного напряжения устанавливается по табл. 4.2. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица 4.2.

**Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции машины постоянного тока (ПУЭ, гл. 1.8)**

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотки 2. Бандажи якоря 3. Реостаты и пускорегулирующие резисторы	Принимается по нормам, приведенным в табл. 2, п. 6 1,0 1,0	Для машин мощностью более 3 кВт То же Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепей возбуждения

#### 4.4. Измерение сопротивления постоянному току

Измерения производятся у генераторов, а также электродвигателей при холодном состоянии обмоток машины. Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в табл. 4.3.

#### 4.5. П, К. Измерение воздушных зазоров под полюсами

Измерение производится у генераторов, а также электродвигателей мощностью более 3 кВт при повороте якоря — между одной и той же точкой якоря и полюсами.

Размеры зазоров в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на  $\pm 10\%$  от среднего размера зазора. (Если в заводской инструкции не установлены более жесткие требования.)

Таблица 4.3.

Норма отклонения значений сопротивления постоянному току (ПУЭ, гл. 1.8)

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотки возбуждения	П, К	Значения сопротивления обмоток не должны отличаться от исходных значений более чем на 2%	
2. Обмотка якоря (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на 10% за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	Измерения производятся у машин мощностью более 3 кВт
3. Реостаты и пускорегулирующие резисторы	П К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10% Не должно быть обрывов цепей	Измерения производятся на каждом отвлечении

#### 4.6. П, К. Снятие характеристики холостого хода и испытание витков изоляции

Характеристика ХХ снимается у генераторов постоянного тока. Подъем напряжения производится до значения, равного 130% номинального.

Отклонения значений снятой характеристики от значений заводской характеристики не должны быть больше допустимой погрешности измерений.

При испытании витковой изоляции машин с числом полюсов более четырех значение среднего напряжения между соседними коллекторными пластинами не должно быть выше 24 В.

Продолжительность испытания витковой изоляции - 3 мин.

#### **4.7. П, К. Проверка работы машины на холостом ходу**

Проверка производится в течение не менее 1 ч. Оценивается рабочее состояние машины.

#### **4.8. П, К. Определение пределов регулирования частоты вращения электродвигателей**

Производится на холостом ходу и под нагрузкой у электродвигателей с регулируемой частотой вращения. Пределы регулирования должны соответствовать технологическим данным механизма.

### **5. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**

#### **5.1. Измерение сопротивления изоляции**

Производится мегаомметром, напряжение которого указано в табл. 5.1. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции  $R_{60}/R_{15}$  указаны в табл. 5.1 - 5.3. Объем и нормы пооперационных измерений и испытаний при восстановительных ремонтах обмоток электродвигателей переменного тока сведены в Приложении 2.

#### **5.2. Оценка состояния изоляции обмоток электродвигателей при решении вопроса о необходимости сушки**

Электродвигатели переменного тока включаются без сушки, если значения сопротивления изоляции обмоток и коэффициента абсорбции не ниже указанных в табл. 5.1-5.3.

#### **5.3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты**

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 5.4. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

#### **5.4. П, К. Измерение сопротивления постоянному току**

Измерение производится при практически холодном состоянии машины.

##### **5.4.1. Обмотки статора и ротора<sup>1</sup>**

Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше. Приведенные к одинаковой температуре измеренные значения сопротивлений различных фаз обмоток, а также обмотки возбуждения синхронных двигателей не должны отличаться друг от друга и от исходных данных больше чем на 2%.

#### **5.4.2. Реостаты и пускорегулировочные резисторы**

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на электродвигателях напряжением 3 кВ и выше, сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для электродвигателей напряжением ниже 3 кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяется целостность отпаек.

Значения сопротивления не должны отличаться от исходных значений больше чем на 10%.

При капитальном ремонте проверяется целостность цепей.

#### **5.5. П, К. Измерение воздушного зазора между статором ротора и статора**

Измерение зазоров должно производиться, если позволяет конструкция электродвигателя. При этом у электродвигателей мощностью 100 кВт и более, у всех электродвигателей ответственных механизмов, а также у электродвигателей с выносными подшипниками и подшипниками скольжения величины воздушных зазоров в местах, расположенных по окружности ротора и сдвинутых друг относительно друга на угол 90°, или в местах, специально предусмотренных при изготовлении электродвигателя, не должны отличаться больше чем на 10% от среднего значения.

#### **5.6. П, К. Измерение зазоров в подшипниках скольжения**

Увеличение зазоров в подшипниках скольжения более значительных, приведенных в табл. 5.5, указывает на необходимость перезаливки вкладыша.

#### **5.7. П, К. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с неагруженным механизмом**

Производится у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше. Значение тока ХХ для вновь вводимых электродвигателей не нормируется.

Значение тока ХХ после капитального ремонта электродвигателя не должно отличаться больше чем на 10% от значения тока, измеренного перед его ремонтом, при одинаковом напряжении на выводах статора.

Продолжительность проверки электродвигателей должна быть не менее 1 ч.

---

<sup>1</sup>Измерение сопротивления постоянному току обмотки ротора производится у синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором.



### 5.8. П, К, М. Измерение вибрации подшипников электродвигателя

Измерение производится у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше, а также у всех электродвигателей ответственных механизмов.

Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднеквадратическое значение виброскорости или размах вибросмещений), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

При отсутствии таких указаний в технической документации вибрация подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений:

синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
вибрация подшипников, мкм	30	60	80	95

Периодичность измерений вибрации узлов ответственных механизмов в межремонтный период должна быть установлена по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

Таблица 5.1.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции (ПУЭ, гл. 1.8)

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции	Примечание
1	2	3	4	5
1. Обмотка статора	П, К, Т*	2500/1000/ /500**	В соответствии с указанными табл. 5.2. Для электродвигателей, находящихся в эксплуатации, допустимые значения сопротивления изоляции $R_{\text{из}}$ коэффициент абсорбции не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости их сушки	В эксплуатации определение коэффициента абсорбции $R_{\text{абс}}/R_{\text{из}}$ обязательно только для электродвигателей напряжением выше 3 кВ или мощностью более 1 МВт
2. Обмотка ротора	П, К, Т*	1000 (допускается 500)	0,2	Измерение производится у синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором на напряжение 3 кВ и выше или мощностью более 1 МВт
3. Термодатчики с соединительными проводами	П, К	250		
4. Подшипники	П, К	1000		Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше, подшипники которых имеют изоляцию относительно корпуса. Измерение производится относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах. В эксплуатации измерение производится при ремонтах с высокой ротора

**Примечания:**

\* При текущих ремонтах измеряется, если для этого не требуется специально проведения демонтажных работ.

\*\*Сопrotивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ — мегаомметром на напряжение 2500 В.

*Таблица 5.2.*

**Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции обмоток статора электродвигателей (ПУЭ, гл. 1.8)**

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции $R_{60}/R_{30}$
1. Мощность более 5 МВт, терморезистивная и микалентная компаундированная изоляция 2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, терморезистивная изоляция	Согласно условиям включения синхронных генераторов п. 3.2 При температуре 10°C - 30°C сопротивление изоляции не ниже десяти МОм на кВТ номинального линейного напряжения Не ниже значений, указанных в табл. 5.3.	Не менее 1,3 при температуре 10°C - 30°C
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность от 1 до 5 МВт включительно, в также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением свыше 1 кВ		Не ниже 1,2
4. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность менее 1 МВт, кроме указанных в п. 3.	Не ниже значений, указанных в табл. 5.3.	—
5. Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 МОм при температуре 10°C - 30°C	—

*Таблица 5.3.*

**Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей (таб.5.2, пп.3 и 4) (ПУЭ, гл. 1.8)**

Температура обмотки, °C	Сопротивление изоляции $R_{60}$ , МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3 - 3.15	6 - 6.3	10 - 10.5

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{\text{ог}}$ , МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3 - 3,15	6 - 6,3	10 - 10,5
1	2	3	4
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

Таблица 5.4

**Испытательные напряжения промышленной частоты для обмоток электродвигателей переменного тока (ПУЭ, гл. 1.8)**

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение
1	2	3	4	5
I. Обмотка статора***	П	Менее 1,0. От 1,0 и до 1000  От 1000 и более От 1000 и более От 1000 и более	Ниже 0,1 Ниже 0,1 Выше 0,1 До 3,3 включительно Свыше 3,3 до 6,6 включительно Свыше 6,6	$0,8(2U_{\text{н}}+0,5)$ $0,8(2U_{\text{н}}+1)$ $0,8(2U_{\text{н}}+1)$ , но не менее 1,2 $0,8(2U_{\text{н}}+1)$  $0,8 - 2,5U_{\text{н}}$ $0,8(U_{\text{н}}+3)$
	К	40 и более, а также электродвигатели ответственных механизмов*	0,4 и ниже 0,5 0,66 2,0 3,0 6,0 10,0 0,66 и ниже	1,0 1,5 1,7 4,0 5,0 10,0 16,0 1,0
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания	П	—	—	8-кратное $U_{\text{н}}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
	К	—	—	1,0

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором	П, К	—	—	1,5 Uр**, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей	П, К	—	—	2,0
5. Резисторы в пуск-регулирующих ретисторах	П, К	—	—	1,5 Uр**, но не менее 1,0

\* Испытание необходимо производить при капитальном ремонте (без смены обмоток) тотчас после остывания электродвигателя до его очистки от загрязнения.

\*\* Uр — напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.

\*\*\* С разрешения технического руководителя предприятия испытание двигателей напряжением до 1000 В при вводе в эксплуатацию может не производиться.

Таблица 5.5

Допустимые величины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя (ПУЭ, гл. 1.8)

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин		
	До 1000	От 1000 до 1500 (включительно)	Свыше 1500
1	2	3	4
18-30	0,04-0,093	0,06-0,13	0,14-0,28
31-50	0,05-0,112	0,075-0,16	0,17-0,34
51-80	0,065-0,135	0,095-0,195	0,2-0,4
81-120	0,08-0,16	0,12-0,235	0,23-0,46
121-180	0,10-0,195	0,15-0,285	0,26-0,53
181-260	0,12-0,225	0,18-0,3	0,3-0,6
261-360	0,14-0,25	0,21-0,38	0,34-0,68
361-600	0,17-0,305	0,25-0,44	0,38-0,76

5.9. П, К. Измерение разбега ротора в осевом направлении

Измерение производится у электродвигателей, имеющих подшипники скольжения.

Осевой разбег ротора двигателя, не соединенного с механизмом, зависит от конструкции двигателя, приводится в технической документации на двигатель и должен составлять от 2 до 4 мм на сторону от нейтрального положения<sup>1</sup>, определяемого действием магнитного поля при вращении ротора в установившемся режиме и фиксируемого меткой на валу.

Разбег ротора проверяется при капитальном ремонте у электродвигателей ответственных механизмов или в случае выемки ротора.

<sup>1</sup> Если в инструкции по эксплуатации не оговорена другая норма

Разбег ротора проверяется при капитальном ремонте у электродвигателей ответственных механизмов или в случае выемки ротора.

#### **5.10. П, К. Проверка работы электродвигателя под нагрузкой**

Проверка производится при неизменной мощности, потребляемой электродвигателем из сети не менее 50% номинальной, и при соответствующей установившейся температуре обмоток. Проверяется тепловое и вибрационное состояние двигателя.

#### **5.11. П, К. Гидравлическое испытание воздухоохлаждителя**

Испытание производится избыточным давлением 0,2 - 0,25 МПа в течение 5-10 мин, если отсутствуют другие указания завода-изготовителя.

#### **5.12. К, М. Проверка исправности стержней короткозамкнутых роторов**

Проверка производится у асинхронных электродвигателей при капитальных ремонтах осмотром вынутого ротора или специальными испытаниями, а в процессе эксплуатации по мере необходимости — по пульсациям рабочего или пускового тока статора.

#### **5.13. Испытание возбuditелей**

Испытание возбuditелей производится у синхронных электродвигателей в соответствии с указаниями раздела "Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбuditели".

### **6. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И МАСЛЯНЫЕ РЕАКТОРЫ<sup>1</sup>**

#### **6.1. П, К. Определение условий включения трансформатора общего назначения**

При определении условий введения в эксплуатацию трансформаторов учитываются результаты измерений, проводимых согласно настоящему разделу, Приложениям 5, 6, 7 и инструкций заводов-изготовителей.

#### **6.2. Измерение сопротивления изоляции**

##### **6.2.1. П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток**

Сопротивление изоляции обмоток, с определением отношения  $R_{80}/R_{15}$ , измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В. Измерение производится по схемам Приложения 5.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для обмоток вводимых в эксплуатацию трансформаторов регламентируются указаниями Приложения 5.

<sup>1</sup> Далее трансформаторы

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток  $20^{\circ}\text{C} - 30^{\circ}\text{C}$  должно быть для трансформаторов с номинальным напряжением (ГОСТ 1516.1-76):

до 1 кВ включительно	—	не менее 100 МОм;
более 1 до 6 кВ включительно	—	не менее 300 МОм;
более 6 кВ	—	не менее 500 МОм.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции, при которых допускается включение трансформаторов в работу после капитального ремонта, регламентируются указаниями Приложения 6.

При текущем ремонте и при межремонтных испытаниях сопротивление изоляции  $R_{60}$  и отношение  $R_{60}/R_{15}$  не нормируются, но должны учитываться при комплексном рассмотрении результатов измерений сопротивления изоляции и сопоставляться с ранее полученными.

Для трансформаторов на напряжения 220 кВ и выше сопротивление изоляции рекомендуется измерять при температуре изоляции не ниже  $20^{\circ}\text{C}$ , а до 110 кВ включительно — не ниже  $10^{\circ}\text{C}$ .

### 6.2.2. П, К. Измерение сопротивления изоляции доступных стержневых шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода

Измерения во время монтажа производятся в случае осмотра активной части трансформатора. Используются мегаомметры на напряжение 1000—2500 В.

Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

### 6.3. П, К, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}$ ) изоляции обмоток

Для вводимых в эксплуатацию трансформаторов наибольшие допустимые значения  $\text{tg}$  приведены в Приложении 5.

Для трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, наибольшие допустимые значения  $\text{tg}$  приведены в Приложении 6.

В эксплуатации измерение  $\text{tg}$  производится у силовых трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше или мощностью 25000 кВ·А и более, при этом значение  $\text{tg}$  не нормируется, но должно учитываться при комплексной оценке результатов измерения состояния изоляции.

У трансформаторов на напряжение 220 кВ и выше  $\text{tg}$  рекомендуется измерять при температуре изоляции не ниже  $20^{\circ}\text{C}$ , а на 110 кВ — не ниже  $10^{\circ}\text{C}$ .

## **6.4. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

### **6.4.1. П, К. Испытание изоляции обмоток вместе с вводами**

Испытание изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов при вводе их в эксплуатацию и капитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Испытание изоляции сухих трансформаторов обязательно.

При капитальном ремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание обязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряжения равно заводскому. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 заводского.

Значения испытательных напряжений приведены в табл. 6.1 и 6.2.

Сухие трансформаторы испытываются по нормам табл. 6.1 как для трансформаторов с облегченной изоляцией.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Испытание повышенным напряжением фарфоровых изоляторов перед их установкой при монтаже или при замене в эксплуатации является обязательным (до 35 кВ включительно).

### **6.4.2. П, К. Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе**

Испытание производится на полностью собранных трансформаторах. Испытывается изоляция (относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемах манометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значение испытательного напряжения — 1 кВ.

Продолжительность испытания — 1 мин.

Значение испытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров — 750 В. Продолжительность испытания — 1 мин.

### **6.5. П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

Измерение производится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%. Если из-за конструктивных



особенностей трансформатора это расхождение может быть большим и об этом указано в заводской технической документации, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенной в паспорте трансформатора.

Значения сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчета не должны отличаться более чем на 5% от исходных значений.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при комплексных испытаниях трансформатора.

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

Таблица 6.1.

Испытательные напряжения частоты 50 Гц электрооборудования с нормальной и облегченной изоляцией (ГОСТ 1516.1-76)

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины КРУ и КТП		
	На заводе-изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	На заводе-изготовителе	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
1	2	3	4	5	6	7
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0(37,0)	32,0(37,0)	28,8(33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0(48,0)	42,0(48,0)	37,8(43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0(63,0)	55,0(63,0)	49,5(56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0(75,0)	65,0(75,0)	58,5(67,5)
35	85,0	76,5	72,3	95,0(120,0)	95,0(120,0)	85,5(108,0)
110	200	—	—	200/265*	—	238,5*
150	230	—	—	275/340*	—	306,0*
220	325	—	—	400/490*	—	441,0*

Примечания:

1. Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель — с нормальной изоляцией, знаменатель — с облегченной изоляцией.

2. Испытательные напряжения для аппаратов и КРУ распространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так и на промежутки между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс.

3. Если электрооборудование на заводе-изготовителе было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

4. Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твердых материалов, кабельных масс и жидких диэлектриков, а также изоляция, состоящая из фарфора в сочетании с перечисленными диэлектриками.

\* Значения напряжений относятся только к изоляторам и вводам.

#### 6.6. П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка производится на всех положениях переключателей ответвлений ПБВ и РПН. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

Кроме того, для трансформаторов с РПН разница коэффициентов трансформации по фазам не должна превышать значения ступени регулирования.

Проверка проводится при вводе трансформатора в эксплуатацию, а также при капитальном ремонте с частичной или полной сменой обмоток.

Таблица 6.2

#### Испытательные напряжения частоты 50 Гц герметизированных силовых трансформаторов (ГОСТ 1516.1 76)

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	На заводе-изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17,0
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

### 6.7. П, К, М. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов

Проводится при вводе трансформатора в эксплуатацию, при капитальном ремонте с частичной или полной сменой обмоток, а также при отсутствии паспортных или заводских данных.

### 6.8. П, К, М. Измерение тока и потерь холостого хода

Производится одно из измерений, указанных ниже:

а) при номинальном напряжении — для трансформаторов с номинальным напряжением НН 0,4 кВ включительно и выше. При трехфазном возбуждении измеряются токи холостого хода всех трех фаз. Средняя величина этих трех измерений тока холостого хода не должна отличаться от паспортных данных более чем на 10%.

Допускается проведение опыта холостого хода при однофазном возбуждении с поочередным закорачиванием фаз, с измерением тока и потерь холостого хода.

Опыт холостого хода при номинальном напряжении проводится на полностью собранном и залитом маслом трансформаторе после выполнения остальных измерений и анализа масла.

б) при пониженном напряжении — для трансформаторов с номинальным напряжением НН выше 0,4 кВ. Производятся три опыта холостого хода при однофазном возбуждении с поочередным закорачиванием фаз. Измеряются ток и потери холостого хода.

При измерениях с однофазным возбуждением величины тока и потерь холостого хода при монтаже не должны отличаться от приведенных в заводских протоколах более чем на 5%, в эксплуатации и при капитальных ремонтах — не нормируются.

Опыт холостого хода на пониженном напряжении во избежание искажения результатов измерений проводится до измерения сопротивления обмоток постоянному току.

### 6.9. Оценка состояния переключающих устройств

Оценка состояния переключающих устройств производится согласно типовым и заводским инструкциям.

### 6.10. П, К. Испытание бака на плотность

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытание производится на полностью собранном трансформаторе путем создания в надмасляном пространстве расширителя или в гибкой оболочке избыточного давления сухого воздуха 10 кПа (0,1 кг/см<sup>2</sup>).

Температура масла в баке трансформатора не менее 20° С.

Продолжительность испытания не менее 1 часа.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

#### **6.11. П, К, Т, М. Проверка устройств охлаждения**

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями заводской технической документации на данный трансформатор, а при капитальном ремонте — в соответствии с требованиями руководящих документов (РД) на капитальный ремонт трансформаторов.

#### **6.12. П, К. Проверка предохранительных устройств**

Проверка предохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной) трубы при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями заводской технической документации и РД на капитальный ремонт трансформаторов.

#### **6.13. П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле**

Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих реле.

#### **6.14. П, К, М. Оценка состояния твердой изоляции**

Производится для трансформаторов, имеющих на активной части предусмотренные заводом образцы твердой изоляции, перед вводом в эксплуатацию и во время капитального ремонта трансформатора.

Во время эксплуатации — производится в случае ухудшения изоляционных характеристик обмоток и масла.

#### **6.15. Испытание трансформаторного масла**

##### **6.15.1. П. Испытание остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла.**

При испытаниях проверяется пробивное напряжение и влагосодержание остатков масла. Пробивное напряжение должно быть не ниже 50 кВ, а влагосодержание не выше:

у трансформаторов напряжением 110-220 кВ 0,0025%;

у трансформаторов напряжением 500-750 кВ 0,0020%.

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

### 6.15.2. П. Испытание масла в процессе хранения трансформаторов

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно проба масла испытывается в соответствии с требованиями п. 1 табл. 25.2. не реже 1 раза в 6 мес.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается в соответствии с требованиями п. 1 — 4 не реже 1 раза в 2 мес.

### 6.15.3. П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям пп. 1—3, 5, 7 табл. 25.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласно требованиям пп. 1-7 табл. 25.2, а у трансформаторов с пленочной защитой масла — дополнительно по п. 10 табл. 25.2.

У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой испытывается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя регулятора напряжения.

### 6.15.4. М. Испытание масла после ввода в эксплуатацию трансформаторов

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям пп. 13, 5, 7 табл. 25.4 в течение первого месяца эксплуатации: 1 раз в первой половине и 1 раз во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается по требованиям пп. 1—3, 5, 7 табл. 25.4 не реже 1 раза в 4 года, а также при комплексном испытании трансформатора.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям пп. 1-7 табл. 25.4, а у трансформаторов с пленочной защитой масла — дополнительно по п. 10 табл. 25.4 в следующие сроки:

- трансформаторы 110-220 кВ — через 10 дней, 1 месяц;
- трансформаторы 500-750 кВ — через 10 дней, 1 месяц, 3 месяца.

В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается согласно требованиям пп. 1-9 табл. 25.4, а у трансформаторов с пленочной защитой масла дополнительно по п. 10 табл. 25.4 не реже 1 раза в 2 года, а также при комплексных испытаниях трансформатора.

Испытание масла по требованиям п. 3 табл. 25.4 может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по п. 6.18 настоящего раздела Норм.

## **6.16. П, К, М. Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха**

Проверка установок азотной и пленочной защит масла воздухоосушительного, термосифонного или адсорбционного фильтра производится в соответствии с требованиями заводской технической документации и РД на капитальный ремонт трансформаторов.

## **6.17. Оценка состояния бумажной изоляции обмоток**

### **6.17.1. М. Оценка по наличию фурановых соединений в масле**

Оценка производится хроматографическими методами.

Допустимое содержание фурановых соединений, в том числе фурфурола, приведено в табл. 25.4 (п. 11).

Периодичность контроля наличия фурановых соединений составляет — 1 раз в 12 лет, а после 24 лет эксплуатации — 1 раз в 4 года.

### **6.17.2. К. Оценка по степени полимеризации**

Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц.

## **6.18. П, К, М. Хроматографический контроль за состоянием трансформаторов**

Проводится периодически для трансформаторов мощностью 6300 кВ•А и выше, а также в случаях обнаружения каких-либо ненормальностей в работе трансформатора (посторонние шумы, трески и разряды в баке трансформатора, повышенный нагрев масла, перенесенное трансформатором сквозное короткое замыкание, длительная перегрузка по току, перенапряжения, появление газа в газовом реле, аварийное отключение трансформатора защитами от внутренних повреждений — во всех этих случаях рекомендуется провести хроматографический анализ также и для трансформаторов мощностью менее 6300 кВ•А).

В случае появления газа в газовом реле кроме испытания его на горючесть рекомендуется определять его количественный состав хроматографическим способом.

Состояние трансформаторов оценивается путем сопоставления данных с граничными значениями концентраций газов и по скорости роста концентраций газов.

Первые пробы масла для анализа на хроматографе после монтажа или капитального ремонта следует отбирать до включения трансформатора в работу, через 1, 7 — 10 и 30 суток после включения. Если в процессе монтажа или капитального ремонта предусмотрено испытание трансформатора повышенным напряжением, пробы масла следует отбирать до и после таких испытаний. Для трансформаторов с принудительной циркуляцией

масла, кроме того, необходимо отбирать пробы масла до и после опробования работы маслонасосов системы охлаждения.

Периодический (плановый) хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы и реакторы 500 кВ — 1 раз в 3 мес.;

- трансформаторы 220 кВ всех мощностей и 110 кВ мощностью 25 МВ·А и выше — раз в 6 мес.;

- остальные трансформаторы мощностью 6,3 МВ·А и выше — 1 раз в год.

Внеочередной проверке подлежат трансформаторы, в которых обнаружены какие-либо ненормальности в работе, а также перед капитальным ремонтом и в случае переноса срока капитального ремонта трансформатора.

### **6.19. Испытание встроенных трансформаторов тока**

Испытания производятся в соответствии с разделом 7 Норм.

### **6.20. П. Испытание вводов**

Испытания вводов производятся в соответствии с разделом 23 Норм.

### **6.21. П.К.Т.М. Проверка состояния индикаторного силикагеля воздухоочистительных фильтров**

Силикагель должен иметь равномерную голубую окраску зерен. Изменение цвета зерен силикагеля на розовый, свидетельствует об его увлажнении.

### **6.22. П.К. Фазировка трансформаторов**

Фазировка трансформатора производится при вводе в эксплуатацию, после капитального ремонта, а также при изменениях в первичных цепях.

### **6.23. П.К. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение**

Включение трансформатора с одной из сторон (высшего, среднего или низшего напряжения) на номинальное напряжение производится на время не менее 30 мин. В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. Трансформаторы, смонтированные по схеме блока с генератором, рекомендуется включать с подъёмом напряжения с нуля. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

#### **6.24. М. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов**

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше в соответствии с Приложением 3.

#### **6.25. П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания ( $Z_k$ ) трансформатора**

Измерение производится у трансформаторов мощностью 125 МВ·А и более.

Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой  $Z_k$  измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях.

Значение  $Z_k$  при вводе трансформатора в эксплуатацию не должно отличаться от значения, определенного по напряжению КЗ ( $U_k$ ) трансформатора на основном ответвлении более чем на 5%.

Значение  $Z_k$  при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должно отличаться от исходного более чем на 3%. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений  $Z_k$  по фазам па основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

В процессе эксплуатации измерение  $Z_k$  производится после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения.

#### **6.26. К, Т. Испытание резины для замены уплотнений трансформатора**

Для уплотнений применять резину только марки УМ по ГОСТ 12855. Испытаниям подвергается образец из каждой партии согласно требованиям ГОСТ 9.030-74.

### **7. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА**

#### **7.1. П, К, М. Измерение сопротивления изоляции**

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 3 - 35 кВ — при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;



- на трансформаторах тока 110 - 220 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно требованиям — 1 раз в 4 года;

- на трансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и выше — при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением — 1 раз в год.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 7.1.

У каскадных трансформаторов тока сопротивление изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивление изоляции дополнительно измеряется по ступеням — 1 раз в 4 года.

## 7.2. П, М. Измерение $\text{tg} \delta$ изоляции

Измерения  $\text{tg} \delta$  у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

Таблица 7.1

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3 - 35	1000/500	—	—	50(1)/50(1)	—
110 - 220	3000/1000	—	—	50(1)/50(1)	—
330 - 750	5000/3000	3000/1000	1000/500	50(1)/50(1)	1/1

\* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок при отключенных вторичных цепях, в скобках — с подключенными вторичными цепями.

*Примечание.* В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе — в процессе эксплуатации.

- на трансформаторах тока напряжением до 35 кВ включительно — при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при неудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям табл. 25.4, пп. 1-3 (область «риска»);

- на трансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) — при отсутствии контроля под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям табл. 25.4, пп. 1-3 (область «риска»);

• для трансформаторов тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и выше — при отсутствии контроля под рабочим напряжением — 1 раз в год.

Измеренные значения, приведенные к температуре 20°C, должны быть не более указанных в табл. 7.2.

У каскадных трансформаторов тока  $\text{tg } \delta$  основной изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений  $\text{tg } \delta$  основной изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

### **7.3. П, М. Испытание повышенным напряжением**

#### **7.3.1. П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции**

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 6.1. Длительность испытания трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией — 1 мин, с органической изоляцией — 5 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

#### **7.3.2. П, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток**

Значения испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин. - 1 раз в 4 года.

### **7.4. П, К. Снятие характеристик намагничивания**

Характеристика снимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

В процессе эксплуатации допускается снятие только трех контрольных точек.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных на заводе-изготовителе, или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10% - 1 раз в 4 года.

**Предельные значения ( $t_g$ ) изоляции обмоток трансформаторов тока (при  $t = 20^\circ\text{C}$ )**

Тип изоляции	Предельные значения ( $t_g$ , %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре $20^\circ\text{C}$ )						
	3 - 15	20 - 35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	—	—	—	—
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	—	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	Не более 150% от измеренного на заводе, но не выше 0,8. Не более 150% от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0		

*Примечание:* В числителе указаны значения  $t_g$  основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе — в процессе эксплуатации.

### 7.5. Измерение коэффициента трансформации

Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2%.

### 7.6. П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре — 1 раз в 4 года.

### 7.7. П, М. Испытания трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло перед и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 25.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

Масло из трансформаторов тока 110 – 220 и 330 – 500 кВ, не оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, испытывается согласно требованиям пп. 1 - 3 с учетом раздела п. 25.3.2 – 1 раз в 2 года

(для трансформаторов тока герметичного исполнения — согласно инструкции завода изготовителя).

Масло из трансформаторов тока, оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, по достижении контролируемые параметры предельных значений, приведенных в табл. 7.3, испытывается согласно требованиям табл. 25.4 (пп. 1 - 7).

Таблица 7.3

Класс напряжения, кВ	Предельные значения, %, параметров $\Delta \text{tg } \delta$ и $\Delta U/Y$	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
220	2,0	3,0
330 - 500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

У маслonaполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояния трансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

#### 7.8. П, М. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания встроенных трансформаторов тока производятся по пп. 7.1, 7.3.2, 7.4—7.6.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

#### 7.9. М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с Приложением 3.

#### 7.10. П, М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции трансформаторов тока под рабочим напряжением производить у трансформаторов тока 220-750 кВ.

Для трансформаторов тока, контролируемых под напряжением, контроль по пп. 7.1, 7.2 и 7.7 может производиться только при неудовлетворительных результатах испытаний по п. 7.10.

Контролируемые параметры: изменения тангенса угла диэлектрических потерь ( $\Delta \operatorname{tg} \delta$ ) и емкости ( $\Delta C/C$ ) основной изоляции или ( $n$ ) изменение ее модуля полной проводимости ( $\Delta Y/Y$ ). Допускается контроль по одному из параметров ( $\Delta \operatorname{tg} \delta$  или  $\Delta Y/Y$ ).

Изменение значений контролируемых параметров определяется как разность результатов двух измерений: очередных и при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Предельные значения увеличения емкости изоляции составляют 5% значения, измеренного при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Периодичность контроля трансформаторов тока под рабочим напряжением в зависимости от величины контролируемого параметра до организации непрерывного автоматизированного контроля приведена в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\Delta \operatorname{tg} \delta$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
1	2	3
220	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta < 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y < 0,5$	12 месяцев
	$0,5 < \Delta \operatorname{tg} \delta < 2,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 месяцев
330 - 500	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 месяца
750	$0 \leq \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \Delta \operatorname{tg} \delta \leq 1,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 месяца

### 7.11. П, К. Проверка качества уплотнения трансформаторов тока

Проверка качества уплотнения трансформаторов тока производится на напряжение 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией негерметичного исполнения путем создания в них избыточного давления  $0,5 \text{ кгс/см}^2$ . Длительность испытания - 5 мин.

При испытании не должно быть течи масла и снижения испытательного давления.

## 8. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

### 8.1. Электромагнитные трансформаторы напряжения

#### 8.1.1. П, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

для трансформаторов напряжения 3 - 35 кВ — при проведении ремонтных работ в ячейках, где они установлены;

для трансформаторов напряжения 110 - 500 кВ — 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в табл. 8.1. В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно со вторичными цепями.

Таблица 8.1.

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3 - 35	100	50(1)	1
110 - 500	300	50(1)	1

*Примечание.\** Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок — при отключенных вторичных цепях; в скобках — совместно с подключенными вторичными цепями.

#### 8.1.2. П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частот 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 6.1.

Длительность испытания трансформаторов напряжения с фарфоровой внешней изоляцией — 1 мин, с органической изоляцией — 5 мин.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

### 8.1.3. П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

### 8.1.4. П, М. Испытание трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 25.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующая периодичность испытаний трансформаторного масла:

для трансформаторов напряжения 110 - 220 кВ — 1 раз в 4 года;

для трансформаторов напряжения 330 - 500 кВ — 1 раз в 2 года.

В процессе эксплуатации масло испытывается на соответствие требованиям табл. 25.4 (пп. 1—3) с учетом пп. 25.3.1 и 25.3.2.

У маслонаполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла в отдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

### 8.1.5. М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

## 8.2. Емкостные трансформаторы напряжения

### 8.2.1. П, М. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания конденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с требованиями раздела 20.

### 8.2.2. П, М. Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

первый раз через 4 года после ввода в эксплуатацию;  
в дальнейшем 1 раз в 6 лет.

Сопротивление изоляции не должно отличаться от указанного в паспорте более чем на 30% в худшую сторону, но составлять не менее 300 МОм.

### **8.2.3. П. Испытание электромагнитного устройства повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытаниям подвергается изоляция вторичных обмоток электромагнитного устройства.

Испытательное напряжение — 1,8 кВ.

Длительность приложения напряжения — 1 мин.

### **8.2.4. П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току**

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току производится на всех положениях переключающего устройства.

Необходимость проведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессе эксплуатации определяется техническим руководителем энергопредприятия.

Измеренные значения, приведенные к температуре при заводских испытаниях, не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 5%.

### **8.2.5. П, М. Измерение тока и потерь холостого хода**

Измерения тока и потерь холостого хода производятся при напряжениях, указанных в заводской документации.

Измеренные значения не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 10%.

### **8.2.6. П, М. Испытания трансформаторного масла из электромагнитного устройства**

Перед вводом в эксплуатацию определяется пробивное напряжение масла из электромагнитного устройства.

Значение пробивного напряжения масла должно быть не менее 30 кВ.

При вводе в эксплуатацию свежее сухое трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 25.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из электромагнитного устройства должно испытываться первый раз через 4 года после ввода в эксплуатацию, в дальнейшем — через 6 лет согласно требованиям табл. 25.4 (пп. 1 - 3) с учетом пп. 25.3.1 и 25.3.2.



### 8.2.7. П, М. Испытания вентильных разрядников

Испытания вентильных разрядников проводятся согласно указаниям раздела 21.

### 8.2.8. П.К. Проверка качества уплотнения трансформаторов напряжения

Проверка производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией негерметичного исполнения путем создания в них избыточного давления масла 0,5 кгс/см<sup>2</sup>. Длительность испытания 5 мин. При испытании не должно быть течи масла и снижения испытательного давления.

## 9. МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

### 9.1. П, К, С, М. Измерение сопротивления изоляции

#### 9.1.1. Измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

#### 9.1.2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

### 9.2. Испытания вводов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 23.

*Таблица 9.1.*

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов (Нормы испытания электрооборудования, 1978 г.)

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3 - 10	15 - 150	220 и выше
П, К	1000	3000	5000
С, М	300	1000	3000

### **9.3. П, К, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

#### **9.3.1. Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса**

Испытательное напряжение для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с табл. 6.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин. Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей 6 - 10 кВ.

#### **9.3.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.

### **9.4. П, К, С, М. Оценка состояния внутриваковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств баковых масляных выключателей 35 кВ**

Оценка производится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении  $\text{tg } \delta$  вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в табл. 23.1.

Внутриваковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный  $\text{tg } \delta$  более чем на 4% (абсолютная величина).

### **9.5. Измерение сопротивления постоянному току**

#### **9.5.1. П, К, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы**

Эти измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно. Их значения не должны превосходить значений, указанных в табл. П8.1 - П8.20. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в заводской инструкции.

#### **9.5.2. П, К, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств**

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским данным с указанными в них допусками, см. табл. П8.1; П8.3; П8.4.

#### **9.5.3. П, К, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления**

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать заводским нормам, см. табл. П8.1 - П8.20.

## **9.6. П, К, С. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей**

Измерения скоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключения проводятся при полностью залитом маслом выключателе, за исключением баковых, и номинальном напряжении оперативного тока на выводах электромагнитов управления.

Скоростные и временные характеристики выключателя, пригодного к эксплуатации, должны соответствовать данным табл. П8.1 - П8.20.

## **9.7. П, К, С. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей**

Измеряемые значения должны соответствовать данным табл. П8.1 - П8.20.

## **9.8. П, К, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей**

Проверка производится в объеме и по нормам заводских инструкций и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

## **9.9. П, К, С, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления на выключателях, имеющих:**

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произвести операции отключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операции включения.

Механизм свободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положении привода и в двух-трех промежуточных его положениях.

Допускается не производить проверку срабатывания механизма свободного расцепления приводов ПП-61 и ПП-67 в промежуточных положениях из-за возникновения опасности резкого возврата рычага ручного привода.

## **9.10. П, К, С. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей**

Проверка минимального напряжения срабатывания производится, согласно табл. П8.1 - П8.20, по полюсно у выключателей с полюсными приводами.

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Значение давления срабатывания пневмопривода должно быть на 20 - 30% меньше нижнего предела рабочего давления.

### **9.11. П, К, С. Испытание выключателей многократными опробованиями**

Многократные опробования выключателей — выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВО обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

- 3 - 5 операций включения и отключения;
- 2 - 3 цикла каждого вида.

### **9.12. П, К, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей**

Испытания должны выполняться по требованиям табл. 25.2 и 25.3, если ремонт осуществляется со сливом масла из выключателя и табл. 25.4, если ремонт ведется без слива масла из выключателя.

Испытания должны выполняться:

- до и после заливки его в баковые выключатели и маломасляные выключатели 35-220 кВ;
- до заливки его в маломасляные выключатели до 35 кВ.

В процессе эксплуатации испытания трансформаторного масла баковых выключателей на напряжение 110 кВ и выше при выполнении ими предельно допустимого без ремонта числа коммутаций (отключений и включений) токов КЗ или токов нагрузки должны производиться в соответствии с требованиями табл. 25.3 (пп. 1 и 5).

Масло из баковых выключателей на напряжение до 35 кВ включительно и маломасляных выключателей на все классы напряжения после выполнения ими предельно допустимого числа коммутаций токов КЗ (или токов нагрузки) испытанию не подлежат, так как должно заменяться свежим. При текущем ремонте баковых выключателей наружной установки испытания масла должны выполняться согласно требованиям табл. 25.4 (п.1).

### **9.13. Испытания встроенных трансформаторов тока**

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 7.

### **9.14. М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

### **9.15. П.К. Испытания высоковольтных вводов и проходных изоляторов**

Испытания проводятся согласно раздела 23.

### **9.16. К.Т. Испытания устройств обогрева привода выключателя**

Испытания проводятся согласно раздела 26.

## **10. ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ**

### **10.1. П, К, С. Измерение сопротивления изоляции**

#### **10.1.1. Измерение сопротивления изоляции воздухопроводов, опорных и подвижных частей, выполненной из органических материалов**

Измерение должно производиться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1.

#### **10.1.2. Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов**

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 17.

#### **10.1.3. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

### **10.2. П, К, С. Испытание изоляции повышенным напряжением**

#### **10.2.1. Испытание опорной изоляции**

Испытательные напряжения для выключателей должны привираться согласно данным табл. 6.1 и указаниям раздела 17.

#### **10.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.

### **10.3. Измерение сопротивления постоянному току**

#### **10.3.1. П, К, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура (главной цепи)**

Сопротивление токоведущего контура должно измеряться по частям, т.е. для каждого дугогасительного устройства (модуля), элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя, внутривольной ошиновки и т.п. в отдельности.

При текущих ремонтах допускается измерять сопротивление токоведущего контура полюса в целом.

Предельные значения сопротивлений контактных систем воздушных выключателей приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1.

**Предельные значения сопротивлений постоянному току контактных систем воздушных выключателей (Нормы испытания электрооборудования, 1978 г.)**

Тип выключателя	Сопротивление контура полюса, мкОм, не более
ВВН-110-6, ВВШ-110	140
ВВН-220-10	240
ВВН-220-15	260
ВВ-500Б	500
ВВУ-35, ВВБ-110, ВВБМ-110Б, ВВБК-110Б	80
ВВУ-110Б, ВВБ-220Б, ВВД-220Б, ВВБК-220Б	300
ВВБК-500А	600
ВВБ-500А	900
КАГ-24	300

*Примечания:*

1. Предельные значения сопротивлений одного элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя и одного дугогасительного устройства модуля: выключателей серии ВВН — 20 мкОм, серий ВВУ, ВВБ, ВВД, ВВБК — 80 мкОм.

2. У выключателей типа ВВ напряжением 500 кВ значения сопротивлений следующих участков токоведущих контуров не должны превышать:

50 мкОм — для шин, соединяющих гасительную камеру с отделителем;

80 мкОм — для шины, соединяющей две половины отделителя;

10 мкОм — для перехода с аппаратного вывода отделителя на соединительную шину.

**10.3.2. П, К, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов и цепей управления**

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов и цепей управления воздушных выключателей должны соответствовать нормируемым значениям:

электромагниты типа ВВ-400-15 с форсировкой: 1-я обмотка -  $10 \pm 1,5$  Ом; 2-я обмотка -  $45 \pm 2$  Ом; обе обмотки —  $55 \pm 3,5$  Ом;

электромагниты завода «Электроаппарат» —  $0,39 \pm 0,03$  Ом.

Сопротивление цепей управления отключения и включения выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВБК на напряжение 330 кВ и выше должно быть таким, чтобы значение пика оперативного тока составляло  $22 \pm 0,5$  А.

### 10.3.3. П, К, С. Измерение сопротивления постоянному току делителей напряжения и шунтирующих резисторов

Результаты измерений сопротивления элементов делителей напряжения и шунтирующих резисторов должны соответствовать заводским нормам, приведенным в табл. 10.2, а при отсутствии норм — данным первоначальных измерений с отклонением не более 5%.

### 10.4. П, К, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагниты управления воздушных выключателей должны срабатывать при напряжении не более:

154 В на ВВД — 40 атм, ВВБК — 220, 500 кВ;

143 В на ВВН, ВВШ, ВВБ и ВВД — 20 атм;

120 В на ВВ — 500, при наибольшем рабочем давлении сжатого воздуха в резервуарах выключателя. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Таблица 10.2

Нормируемые значения сопротивлений, постоянному току омических делителей напряжения и шунтирующих резисторов (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Тип выключателя	Сопротивление одного элемента, Ом
ВВН-110-6	$150 \pm 5$
ВВШ-110Б	$150_{\pm 2}$
ВВН-220-10, ВВН-220-15	$15000 \pm 150$
ВВ-500	$14144 \pm 142$
ВВУ-35	$4,6 - 0,25$
ВВУ-110Б	$5 \pm 0,3$ (нижний модуль) $100 \pm 2$ (верхний модуль)
ВВБ-110, ВВБ-220Б	$100 \pm 2$
ВВБМ-110Б, ВВД-220Б	$50 \pm 1$
ВВБК-110Б, ВВБК-220Б	$47,5_{\pm 0,5}^{-1}$

*Примечание.* Сопротивления шунтирующих резисторов, подлежащих установке на одном полюсе выключателя, не должны отличаться друг от друга более, чем допускается заводской инструкцией.

### 10.5. П, К, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 20. Разность величин емкости конденсаторов в пределах полюса выключателя не должна превышать норм завода-изготовителя.

### 10.6. П, К, С. Проверка характеристик выключателей

При проверке работы воздушных выключателей должны определяться характеристики, предписанные заводскими инструкциями, а также паспортами на выключатели. Результаты проверок и измерений должны соответствовать заводским нормам, приведенным в табл. 10.3-10.4. Виды операций и сложных циклов, значения давлений и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в табл. 10.5.

Нормы на характеристики комплектного устройства КАГ-24-30/30000УЗ приведены в табл. 10.6-10.8.

### 10.7. П, К, С, Т. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования — выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязателен для всех выключателей; ОВ и ОВО — для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха и напряжениях на зажимах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно табл. 10.5.

Таблица 10.3.

Нормы на характеристики воздушных выключателей на напряжение 110-500 кВ с воздушнонаполненным отделителем (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВ-500 (20 кА)	ВВ-500Б (31,5 кА)
1	2	3	4	5	6
1. Вжим подвижных контактов камеры, мм	12 ± 3	12 ± 3	12 ± 3	10 ± 4	10 ± 4
2. Вжим подвижных контактов отделителя, мм	10 ± 2	10 ± 2	10 ± 2	8 ± 3	10 ± 2
3. Давление срабатывания при отклонении, при котором отделитель четко заливает, МПа не более	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3



1	2	3	4	5	6
4. Давление, при котором первый контакт отделителя начинает двигаться на замыкание (давление отпайки), МПа	Не более 1	Не более 1	Не более 1	0,45-0,9	0,45-0,9
5. Падение (сброс) давления в резервуаре при отключении, МПа	0,31-0,33	0,31-0,33	0,31-0,33	Не более 0,3	0,25-0,3
При отсутствии АПВ	0,35-0,4	0,35-0,4	0,35-0,4		
6. Расход воздуха на вентиляцию выключателя, л/ч	Не менее 1350	Не менее 2700	Не менее 2700	1800-3600	1800-3600
7. Расход воздуха на утечки во включенном положении выключателя, л/ч, не более	120	120	120	300	300
8. Расход воздуха на утечки в отключенном положении выключателя, л/ч, не более	430	430	430	300	300
9. Собственное время отпайки (от подачи команды до первого размыкания контактов гасительной камеры), с, не более	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06
10. Разновременность размыкания контактов гасительной камеры полюса, с, не более	0,004 (0,005)	0,005	0,007	0,008	0,008
11. Бесконтактная пауза гасительной камеры (от последнего размыкания контактов камеры до первого впадения вибрационного замыкания), с	0,10-0,16	0,10-0,16	0,10±0,02*	0,16-0,18	0,2-0,29
12. Разновременность замыкания контактов гасительной камеры (от первого вибрационного замыкания контактов до прекращения вибрации), с, не более		Проверяется только при использовании выключателей в режиме АПВ **		0,12	0,1
13. Задержка размыкания контактов отделителя (от последнего размыкания контактов камеры до первого размыкания контактов отделителя), с	0,03-0,05	0,03-0,05	0,03-0,05	0,025-0,05	0,05-0,07
14. Разновременность размыкания контактов отделителя, с, не более	0,01	0,02	0,02	0,015	0,015
15. Разновременность отпайки полюсов выключателя, с, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
16. Длительность отключающего импульса***, с	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	0,07-0,11	0,07-0,11
17. Собственное время включения (от подачи команды до первого вибрационного замыкания контактов отделителя), с, не более	0,25 (0,2)	0,25	0,25	0,26	0,26

1	2	3	4	5	6
18. Равновре́нность замыка́ния конта́ктов отде́лителя (от первого вибрацио́нного замы́кания до прекра́щения ви́брации конта́ктов), с, не более	0,025	0,04	0,04	0,04	0,04
19. Равновре́нность вклю́чения полю́сов выключа́теля, с, не более	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
20. Длительность выключа́ющего импуль́са ***, с	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	0,15-0,24	0,11-0,2
21. Бесконтаќтная пау́за АПВ (от последне́го размы́кания конта́ктов каме́ры при отклю́чении до первого вибрацио́нного замы́кания конта́ктов отде́лителя при вклю́чении), с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,23-0,3

\* Бесконтаќтная пау́за менее 0,1 с допускается при запаздывании отде́лителя не более 0,035с.

\*\* Вибра́ция конта́ктов каме́ры должна прекра́титься за время не менее чем 0,05 с до первого замы́кания конта́ктов отде́лителя в цикле ОВ.

\*\*\* Длительности отклю́чающих и вклю́чающих импуль́сов должны быть практически́ одинаковы́ на всех полю́сах выключа́теля.

*Примечания:*

1. Нормы, приведенные в скобках (п. 10, 14, 17) относятся к выключателю ВВШ-110.

2. Норма, приведенная в графе 5 (п. 12) учитывает вибрацию конта́ктов каме́ры.

Таблица 10.4.

**Нормы на характеристики воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ и ВВБК на напряжение 35-500 кВ (согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Характеристика	ВВБМ	ВВБ-	ВВД-	ВВБ-	ВВУ-	ВВУ-	ВВБК-	ВВБК	ВВБК-
	-110	220Б	220	500А	35	110	110Б	-220Б	500А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении, МПа, не более	1,4	1,4	1,9	1,4	1,4	1,4	2,8	2,8	2,8
2. Давление включения главных конта́ктов при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа	0,4- 0,6	0,4- 0,6	0,4- 0,6	0,4- 0,6	0,4- 0,6	0,4- 0,6	1,05- 1,35	1,05- 1,35	1,05- 1,35
3. Давление включения конта́ктов шунтирующей цепи при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа	1,0- 1,3	1,0- 1,3	1,0- 1,3	—	—	1,0- 1,3	1,0-1,3	1,5-2,	—

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4. Падение (сброс) напряжения в резервуарах при отключении МПА	0,26- 0,3	0,26- 0,3	0,4- 0,45	0,24- 0,28	0,24- 0,28	0,25- 0,29	0,6-0,7	0,6-0,7	0,55-0,6
5. Собственное время отключения (от подачи команды до первого размыкания главных контактов), с	0,045- 0,055	0,05- 0,063	0,05- 0,063	0,057- 0,065	0,045- 0,055	0,055- 0,065	0,04- 0,048	0,02- 0,028	0,22- 0,028
6. Разновременность размыкания главных контактов, с, не более: - подтиса - трех полюсов	— 0,004	0,004 0,005	0,004 0,008	0,004 0,01	— 0,005	0,004 0,008	— 0,01	0,005 0,01	0,005 0,01
7. Запоздывание размыкания контактов шунтирующей цепи относительно последнего размыкания главных контактов, с	0,027- 0,04	0,027- 0,04	0,027- 0,04	—	—	—	0,027- 0,04	0,025- 0,03	—
8. Разновременность размыкания контактов шунтирующей цепи, с, не более	0,003	0,004	0,003	—	—	0,003	0,004	0,005	—
9. Длительность отключающего импульса, с, не менее	0,03	0,03	0,027	0,03	0,03	0,03	—	—	—
10. Длительность дополнительного дутья, с, не менее	—	—	—	—	—	—	0,03	0,03	0,03
11. Время от момента размыкания главных контактов до начала дополнительного дутья, с, не более	—	—	—	—	—	—	0,02	0,02	0,02
12. Собственное время включения (от подачи команды до последнего замыкания главных контактов), с	Не более 0,2	Не более 0,2	0,15- 0,25	0,24- 0,25	Не более 0,15	Не более 0,2	Не более 0,13	0,065- 0,075	0,06- 0,07
13. Разновременность замыкания главных контактов полюса, с, не более	—	0,005	0,008	0,01	0,002	0,01	—	0,005	0,01
14. Запоздывание последнего замыкания контактов шунтирующей цепи относительно замыкания главных контактов, с, не более	0,1	0,08	0,12	—	—	0,08	0,12	0,12	—

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15. Запоздывание замыкания контактов верхней камеры относительно замыкания контактов нижней камеры, с, не более	—	—	—	—	—	0,01	—	—	—
16. Время от последнего замыкания контактов шунтирующей цепи при включении до первого размыкания главных контактов в циклах ВО и ОВО, с, не менее	0,01	0,01	0,01	—	—	—	0,01	0,01	—
17. Время от замыкания главных контактов до их размыкания в цикле ВО, с	—	—	—	Не более 0,1	—	—	0,12-0,14	0,12-0,14	0,1-0,12
18. Бесконтактная пауза АПВ (время от размыкания главных контактов до их замыкания при включении), с, не более	0,23	0,25	0,25	0,25	0,19	0,2	0,3	0,3	0,3
19. Расход сжатого воздуха на вентиляцию полюсов, л/ч, не менее	333	500	500	1500	1000	1500	900	1080	2400
20. Расход сжатого воздуха на утечки, л/ч, не более	150	240	400	750	150	250	480	800	1500

Таблица 10.5

Условия и число опробования выключателей при палатке (ГОСТ 687-78)

№ пп	Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1.	Включение	Наименьшее срабатывания	Номинальное	3
2.	Отключение	То же	То же	3
3.	ВО	//	//	2
4.	Включение	Наименьшее рабочее	//	3
5.	Отключение	То же	//	3
6.	ВО	//	//	2

Продолжение таблицы 10.5

7.	Включение	Номинальное	//	3
8.	Отключение	То же	//	3
9.	ОВ	//	//	2
10.	Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11.	Отключение	То же	То же	2
12.	ВО	//	Номинальное	2
13.	ОВО	//	То же	2
14.	ОВО	Наименьшее для АПВ	//	2

*Примечание.* При выполнении операций и сложных циклов (п.п.4-9, 12-14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.

### 10.8. Проверка регулировочных и установочных характеристик

Проверка размеров, зазоров и ходов дугогасительных устройств и узлов шкафов управления производится в объеме требований заводских инструкций и паспортов на выключатели.

### 10.9 Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев дугогасительных устройств и отделителей, а также контактные соединения токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

Таблица 10.6

#### Нормы на характеристики выключателя КАГ-24

Характеристика	Нормы
1	2
1. Сопротивление постоянному току резистора, шунтирующего разрыв камеры, Ом	$140 \pm 0,1$
2. Падение (сброс) давления при отключении выключателя, МПа	$0,25 \pm 0,35$
3. Минимальное давление срабатывания выключателя при включении и отключении, МПа, не более	-1,8
4. Длительность командного импульса на включение, с, не менее	0,16

1	2
5. Собственное время включения, с, не более	0,24
6. Промежуток времени от подачи команды на включение до момента соприкосновения контактов отделителя, с	0,16÷0,18
7. Длительность командного импульса на отключение, с, не менее	0,20
8. Собственное время отключения, с, не более	0,15
9. Промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения главных контактов, с, не более	0,085
10. опережение момента расхождения главных контактов относительно основных дугогасительных контактов, с, не менее	0,15
11. Промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения основных дугогасительных контактов, с	0,09÷0,12
12. Разновременность расхождения основных дугогасительных контактов между полюсами, с, не более	0,01
13. опережение момента расхождения основных дугогасительных контактов относительно расхождения вспомогательных контактов, с	0,02÷0,03
14. Промежуток времени от момента расхождения вспомогательных дугогасительных контактов до момента замыкания отделителя, с, не более	0,02
15. Разновременность работы трех полюсов, с, не более: - при включении - при отключении	0,02 0,01
16. Падение давления в резервуарах полюса, вызванное утечками, за 1 ч, МПа, не более	0,05

Таблица 10.7

**Нормы на характеристики разъединителя КАГ-24  
(Согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Характеристика	Норма
1. Собственное время включения разъединителя, с, не более	0,25
2. Собственное время отключения разъединителя, с, не более	0,25
3. Длительность командного импульса на включение, с, не менее	0,16
4. Длительность командного импульса на отключение, с, не менее	0,20

Условия и число опробований выключателей и разъединителей КАГ -24 при наладке (согласно инструкции завода-изготовителя)

Операция	Давление при опробовании	Число операций
1. Включение	Наибольшее рабочее	5
2. Отключение	Наибольшее рабочее	5
3. Включение	Наименьшее рабочее	5
4. Отключение	Наименьшее рабочее	5
5. Включение	Номинальное	5
6. Отключение	Номинальное	5

*Примечание:* Напряжение на выводах электромагнитов - номинальное.

## II. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

### II.1. П, К, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

#### 1.2. П, К, С. Испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

##### II.2.1. Испытание изоляции выключателя нагрузки

Испытательное напряжение должно соответствовать данным табл. 6.1.

##### II.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

### II.3. П, К, С. Измерение сопротивления постоянному току

#### II.3.1. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы выключателя

Результаты измерения сопротивления токоведущего контура полюса должны соответствовать заводским данным, а при их отсутствии данным первоначальных измерений, отличающимся не более чем на 10%.

### **11.3.2. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления**

Результаты должны соответствовать заводским данным, а при их отсутствии - данным первоначальных измерений.

### **11.4. К, С. Определение степени износа дугогасящих вкладышей**

Толщина стенки вкладышей должна быть в пределах 0,5-1,0 мм.

### **11.5. К, С. Определение степени обгорания контактов**

Суммарный размер обгорания подвижного и неподвижного дугогасительных контактов определяется расстоянием между подвижным и неподвижным главными контактами в момент замыкания дугогасительных. Расстояние должно быть не менее 4 мм.

### **11.6. П, К, С. Проверка действия механизма свободного расцепления**

Проверка должна выполняться согласно указаниям п. 9.9.

### **11.7. П, К, С. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводах электромагнитов**

Проверка должна выполняться в соответствии с указаниями п. 9.10.

### **11.8. П, К, С. Испытание выключателей нагрузки многократными опробованиями**

Многократные опробования выключателей должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять по 3 включения и отключения.

### **11.9. М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

## **12. ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ**

### **12.1. П, К, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 26.



## **12.2. Испытание изоляции**

### **12.2.1 П, К, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Испытание электрической прочности изоляции производится на полностью собранном аппарате напряжением 35 кВ и выше.

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 6.1.

### **12.2.2. П, К, С. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями разд. 26.

## **12.3. Измерение сопротивления постоянному току**

### **12.3.1. П, К, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи**

Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства (если это позволяет конструктивное исполнение аппарата).

При текущих ремонтах сопротивление токоведущего контура каждого полюса выключателя измеряется в целом.

### **12.3.2. П, К, С, Т. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи**

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским нормам.

### **12.4. П, К, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей**

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более  $0,7U_{ном}$  при питании привода от источника постоянного тока;  $0,65U_{ном}$  при питании привода от сети переменного тока при номинальном давлении азота в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

### **12.5. П, К, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения**

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 20. Значение измеренной емкости должно соответствовать норме завода-изготовителя.

## **12.6. П, К, С. Проверка характеристик выключателя**

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные заводскими инструкциями. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в табл. 10.5. Значения собственных времен отключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза в дугогасительных камерах выключателя, начальном избыточном давлении сжатого воздуха в резервуарах приводов, равном номинальному, и номинальном напряжении на выводах цепей электромагнитов управления.

## **12.7. П, К, С. Испытание выключателей многократными опробованиями**

Многократные опробования — выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями — для всех выключателей; ОВ и ОВО — для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно табл. 10.5.

## **12.8. П, К, С, Т. Контроль наличия утечки газа**

Проверка герметичности производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки шупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателя.

Результат контроля наличия утечки считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки. Контроль производится при номинальном давлении элегаза.

## **12.9. П, К, С. Проверка содержания влаги в элегазе**

Содержание влаги в элегазе определяется перед заполнением выключателя элегазом на основании измерения точки росы. Температура точки росы элегаза должна быть не выше минус 50°C.

## **12.10. П, К, С. Испытания встроенных трансформаторов тока**

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 7.

## **12.11. М. Тепловизионный контроль**

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный

контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

*Примечание:* Эксплуатация элегазовых выключателей выполняется согласно инструкции завода-изготовителя.

### **13. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ**

#### **13.1. П, К, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Измерение производится согласно указаниям раздела 26.

#### **13.2. П, К, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц**

##### **13.2.1. Испытание изоляции выключателя**

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 6.1.

##### **13.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления**

Испытания проводятся согласно указаниям раздела 26.

#### **13.3. П, К, С, Т. Измерение сопротивления постоянному току**

##### **13.3.1. Измерение сопротивления токоведущего контура**

Предельное значение сопротивления каждого полюса выключателей приведено в табл. П.8.20

Сопротивление токоведущего контура полюса выключателей типов:

ВВВ-10-2/320 должно быть не более 300 мкОм;

ВВ/TEL-10(6) должно быть не более 50 мкОм.

##### **13.3.2. П, К, С, Т. Сопротивление постоянному току электромагнитов управления**

Нормы сопротивлений приведены в табл. П.8.20.

#### **13.4. К, С. Допустимый износ контактов**

Износ контактов в процессе эксплуатации определяется по ширине окрашенной полосы на подвижном контакте камеры.

При износе контактов выключателей ВВЭ-10 на 4-4,5 мм дугогасительные камеры должны быть заменены.

#### **13.5. П, К, С. Проверка минимального напряжения на электромагнитах управления, при котором срабатывает выключатель**

Вакуумные выключатели должны срабатывать при напряжении на:

- электромагнитах включения не менее  $0,85 U_{ном}$ ;
- электромагнитах отключения не менее  $0,7 U_{ном}$ .

### 13.6. П, К, С. Измерение временных характеристик выключателей

Временные характеристики должны соответствовать нормам, приведенным в пунктах 1 и 2 табл. П.8.20.

### 13.7. П, К, С, Т. Измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов

Измеренные значения должны соответствовать пунктам 4÷7 табл. П.8.20.

### 13.8. П, К, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

- 3-5 операций включения и отключения;
- 2-3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

### 13.9. М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

## 14. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРТКОЗАМЫКАТЕЛИ

### 14.1. П, К, С. Измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов

Измерение должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В. Результаты измерений сопротивления изоляции должны быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1.

#### 14.1.1. Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 17.

#### 14.1.2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

## 14.2. П, К, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

### 14.2.1. Испытание основной изоляции

Изоляция, состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям табл. 6.1.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям раздела 17.

Испытание повышенным напряжением опорно-стержневых изоляторов не обязательно.

### 14.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

## 14.3. П, К, С. Измерение сопротивления постоянному току

### 14.3.1. Измерение сопротивления контактной системы разъединителей и отделителей

Измерение должно выполняться между точками «контактный вывод - контактный вывод». Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать заводским нормам, а при их отсутствии — данным табл. 14.1.

Таблица 14.1.

Допустимые значения сопротивлений контактных систем разъединителей (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35-220	600	220
РОПЗ	500	2000	200
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

### 14.3.2. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления отделителей и короткозамыкателей

Результаты измерений сопротивлений обмоток должны соответствовать заводским нормам.

#### 14.4. П, К, С. Измерение контактных давлений в разъёмных контактах (для ОД и при текущих ремонтах)

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

Для ОД-110-15  $\div$  16 кг на нож или 7,5  $\div$  8 кг на пару ламелей;  
ОД-220-18  $\div$  20 кг на нож или 9  $\div$  10 кг на пару ламелей.

#### 14.5. П, К, С. Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя

Аппараты с ручным управлением должны быть проверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Аппараты с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

#### 14.6. П, К, С, Т. Определение временных и скоростных характеристик

Определение временных и скоростных характеристик обязательно для отделителей, а для короткозамыкателей только временных характеристик.

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

Для отделителей в момент размыкания, при отключении скорость ножа должна быть равной  $3 \pm 0,6$  м/сек.

#### 14.7. П, К, С, Т. Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах и наоборот.

#### 14.8. М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

### 15. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И ПАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ

Объем и нормы испытаний элементов КРУ<sup>1</sup> (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, разъединители, кабели и т. п.) приведены в соответствующих разделах настоящих Норм.

<sup>1</sup> Комплект распределительные устройства с элегазовой изоляцией испытываются в соответствии с требованиями технической документации изготовителя для каждого типа КРУЭ.

## **15.1. П, С. Измерение сопротивления изоляции**

### **15.1.1. Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов**

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1.

### **15.1.2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500-1000 В. Сопротивление изоляции каждого присоединения вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.) должно быть не менее 1 МОм.

## **15.2. П, С. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц**

### **15.2.1. Испытание изоляции первичных цепей ячеек**

Испытательное напряжение устанавливается согласно табл. 6.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции 1 мин.

Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Все выдвижные элементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включают выключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительными трансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытания повышенным напряжением производятся до присоединения силовых кабелей.

### **15.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей**

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела 26.

## **15.3. П, К, С, Т. Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные**

### **15.3.1. Проверка соосности контактов**

Несоосность контактов не должна превышать 4-5 мм. Вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов выкатной тележки должен быть в пределах 8-14 мм.

### **15.3.2. Вхождение подвижных контактов в неподвижные**

Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода — не менее 2 мм.

#### 15.4. П, К, С. Измерение сопротивления постоянному току

##### 15.4.1. Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивление разъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в табл. 15.1.

#### 15.5. П, К, С. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела 17.

#### 15.6. П, К, С. Механические испытания

Испытания включают 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности и усилия нажатия ламелей (см. табл. 15.2) разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочных механизмов, блокировок, фиксаторов в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя КРУ.

Таблица 15.1.

#### Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в заводских инструкциях. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в заводских инструкциях, они должны быть не более: для контактов на 400 А            75 мкОм; для контактов на 630 А            60 мкОм; для контактов на 1000 А          50 мкОм; для контактов на 1600 А          40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше 33 мкОм;
2. Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

\*Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ



Таблица 15.2

Тип КРУ	Усилие нажатия на нож одной пары ламелей, кгс	Усилие вытягивания вставки, повторяющей размеры и материал втычного контакта
1	2	3
1. КЭ-6, КЭ-6С 630 + 1600 А 2000 А 3200 А	— — —	— 7,1 ± 0,7 9,7 ± 0,7 12,2 ± 1,2
2. КЭЭ-6, КЭЭ-6С 630 + 1600, 2000 А 3150 А	— —	13 <sup>н</sup> , 13 <sup>н</sup>
3. КЭ-10 630 + 1600 А 2000 А 3200 А	— — —	7,0 ± 0,7 9,5 ± 0,7 12,5 ± 1,0
4. КМ-1М 630 + 1600 А	—	7,0 ± 0,7
5. К-VI и К-IX 6. К-XII 7. К-XXVI, К-XXVII 8. К-47	13-15 12-15 8 ± 0,8 8 ± 0,8	— — — —

**Примечания:**

1. Усилие нажатия ламелей втычных контактов КРУ серии К- XII и других КРУ с плоскими втычными контактами в пунктах 5-8 замеряется по методике, указанной в эксплуатационном циркуляре № Ц-1/86 (Э).

2. На всех типах КРУ в случае получения усилий нажатия ламелей или вытягивающего усилия выше нормы до 20 % допускается оставить, если вхождение втычных контактов и усилие вката соответствуют нормам, регламентированным инструкциями заводов-изготовителей.

## 16. КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6 кВ И ВЫШЕ

Объем и нормы испытаний оборудования, встроеного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентиляльные разрядники и т. п.), приведены в соответствующих разделах Норм.

В этом разделе приведены объем и периодичность испытаний смонтированных токопроводов.

### 16.1. П, К. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мсгаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции, измеренное при вводе токопровода в эксплуатацию, используется в качестве исходного для последующего контроля, проводимого при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

### 16.2. П, К. Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения для изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генераторов и силовых трансформаторов приведены в табл. 6.1. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Длительность приложения испытательного напряжения фарфоровой изоляции составляет 1 мин.

Если изоляция токопровода содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составит 5 мин.

Испытания в эксплуатации производятся при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

### 16.3. П, К. Проверка качества выполнения соединений шин и экранов

Проверка качества выполнения соединений шин токопроводов должна производиться в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Проверка качества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться в соответствии с инструкцией по сварке алюминия или, при наличии соответствующей установки, методом рентгено- или гаммаскопии, или способом, рекомендованным заводом-изготовителем.

Швы сварных соединений шин и экранов должны отвечать следующим требованиям:

не допускаются трещины, прожоги, незаваренные кратеры и непровары, составляющие более 10% длины шва при глубине более 15% толщины свариваемого металла;

суммарное значение непровара, подрезов, газовых пор, окисных и вольфрамовых включений сварных шин и экранов из алюминия и его сплавов в каждом рассматриваемом сечении должно быть не более 15% толщины свариваемого металла. В эксплуатации состояние сварных контактных соединений определяется визуально. Контроль осуществляется при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

## 16.4. П, К. Проверка устройств искусственной вентиляции токопровода

Проверка производится согласно инструкции завода-изготовителя.

## 16.5. П, К, М. Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторного напряжения

Проверка при вводе токопроводов в эксплуатацию и при капитальных ремонтах производится согласно табл. 16.1. Между ремонтами проверка может быть заменена тепловизионным контролем, проводимым в соответствии с требованиями Приложения 3.

Таблица 16.1.

### Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах (Нормы испытания электрооборудования, 1978 г.)

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
1	2	3	4
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или вводов токопровода от втулки трансформатора в генератора при: - непрерывном воздушном зазоре (дымки) между экранами токопровода и корпусом генератора; - односторонней изоляции уплотнительных экранов в вводе токопровода от втулки трансформатора и генератора; - двусторонней изоляции уплотнительных экранов и вводов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора в генератора	Отсутствие металлического замыкания между экранами и втулкой генератора  Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхности экранов или вводов (в местах изоляционных) корпусов трансформатора в генератора Сопротивление изоляции смежного экрана или ввода относительно корпуса трансформатора в генератора При демонтированных стеклянных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кВ/м	При визуальном осмотре  При визуальном осмотре  Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Секционированные	Изоляция ретиниловых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора Изоляция ретиниловых уплотнительных и подвешивающих экранов	Зазор в свету между болтами соседних ретиниловых компенсаторов должен быть не менее 5 мм Сопротивление изоляции экранов относительно металлических конструкций при демонтированных шпильках должно быть не менее 10 кОм	При визуальном осмотре  Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Все типы с двухсторонними прокладками ступицы экранов	Изоляционные прокладки ступицы экранов	Сопротивление изоляции прикладов относительно металлических конструкций должно быть не менее 10 кОм	1. Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В 2. Состояние изоляционных втулок болтов крепления ступицы проверяется визуально

1	2	3	4
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключая образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

**16.6. П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода**

Производится в соответствии с п. 3.26.

**17. СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ.**

**17.1. П, К. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха.

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

**17.2. П, К. Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц**

Значения испытательного напряжения приведены в табл. 6.1.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ, частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Длительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

**17.3. Проверка состояния вводов и проходных изоляторов**

Производится в соответствии с положениями раздела 23.

**17.4. М. Тепловизионный контроль**

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

**17.5. Контроль контактных соединений**

Контроль производится в соответствии с положениями раздела 31.

## **18. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ**

### **18.1. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение сопротивления изоляции вновь вводимых в эксплуатацию реакторов должно быть не менее 0,5 МОм и составлять не менее 0,1 МОм в процессе эксплуатации.

### **18.2. П, К. Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением промышленной частоты**

Испытательное напряжение опорных изоляторов полностью собранного реактора принимается согласно табл. 6.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин. Испытание опорных изоляторов реакторов повышенным напряжением промышленной частоты может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

## **19. ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ**

### **19.1. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Сопротивление изоляции обмоток напряжением 380(220) В вместе с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление изоляции обмоток высокого напряжения не должно быть ниже 50 МОм при температуре 25° С или не должно быть менее 70% значения, указанного в паспорте агрегата.

### **19.2. П, К. Испытание изоляции цепей 380(220) В агрегата питания**

Испытание изоляции производится напряжением 2 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин.

### **19.3. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения**

Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, не должно быть менее 10 МОм.

### **19.4. П, К. Испытание изоляции кабеля высокого напряжения и концевых кабельных муфт**

Испытание производится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

### 19.5. П, К. Испытание трансформаторного масла

Предельно допустимые значения пробивного напряжения масла: до заливки — 40 кВ, после — 35 кВ. В масле не должно содержаться следов воды.

### 19.6. П, К, Т, М. Проверка исправности заземления элементов оборудования

Производится проверка надежности крепления заземлительных шин к заземлителям и следующим элементам оборудования: осадительным электродам, положительному полюсу агрегата питания, корпусу электрофильтра, корпусам трансформаторов и электродвигателей, основанию переключателей, каркасам панелей и щитов управления, кожухам кабеля высокого напряжения, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкам кабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласно проекта.

### 19.7. П, К, Т. Проверка сопротивления заземляющих устройств

Сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом, а переходное сопротивление заземляющих устройств (между контуром заземления и деталью оборудования, подлежащей заземлению) — 0,05 Ом.

### 19.8. П, К, Т. Снятие вольт-амперных характеристик

Вольт-амперные характеристики электрофильтра (зависимость тока короны полей от приложенного напряжения) снимаются на воздухе и дымовом газе согласно указаниям табл. 19.1.

Таблица 19.1.

#### Указания по снятию характеристик электрофильтров (нормы испытания электрооборудования, 1978 г.)

Испытуемый объект	Порядок снятия вольтамперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1	2	3
1. Каждое поле электрофильтра на воздухе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10% номинального значения до предпробойного уровня. Она снимается при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не менее 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин

1	2	3
2. Все поля электрофилт-ра на воздухе	То же	Характеристики, снятые в начале и конце 24 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10%
3. Все поля электрофилт-ра на дымовом газе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробного уровня (восходящая ветвь) с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10% номинального значения и при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она снимается при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Характеристики, снятые в начале и конце 72 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10%

## 20. КОНДЕНСАТОРЫ

Объем и нормы проверок и испытаний, приведенные ниже, распространяются на конденсаторы связи, конденсаторы отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения, конденсаторы для повышения коэффициента мощности, конденсаторы установок продольной компенсации и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжений.

### 20.1. П, К, Т, М. Проверка состояния конденсатора

Производится путем визуального контроля.

При обнаружении течи (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимо от результатов остальных испытаний.

### 20.2. П, К. Измерение сопротивления разрядного резистора конденсаторов

Сопротивление разрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

### 20.3. П, К, М.\* Измерение емкости

Емкость измеряется у каждого отдельно стоящего конденсатора с выводом его из работы или под рабочим напряжением (путем измерения емкостного тока или распределения напряжения на последовательно соединенных конденсаторах).

Измерение емкости является обязательным после испытания конденсатора повышенным напряжением.

Изменения измеренных значений емкости конденсаторов от паспортных не должны выходить за пределы, указанные в табл. 20.1.

При контроле конденсаторов под рабочим напряжением оценка их состояния производится сравнением измеренных значений емкостного тока или напряжения конденсатора с исходными данными или значениями, полученными для конденсаторов других фаз (присоединений) 1 раз в 6 лет 35–220 кВ. Ежегодно 500 кВ.

Таблица 20.1

### Допустимое изменение емкости конденсаторов

Наименование	Допустимое изменение измеренной емкости конденсатора относительно паспортного значения, %	
	При первом включении	В эксплуатации
Конденсаторы связи, отбора мощности и делительные	±5	±5
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжений	±5	±10
Конденсаторы продольной компенсации	+ 5 -10	±10

\* Измерения по категории «М» производятся при отрицательных результатах контроля по п.20.7.

#### 20.4. П, К. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерение производится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Измеренное значение  $\operatorname{tg} \delta$  не должно превышать 0,3% (при температуре 20 °С) при первом включении и 0,8% в эксплуатации — 1 раз в 6 лет. Ежегодно 500 кВ.

#### 20.5. П. Испытание повышенным напряжением

Испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Величина и продолжительность приложения испытательного напряжения регламентируется заводскими инструкциями.

Испытательные напряжения промышленной частоты для различных конденсаторов приведены ниже:

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности с номинальным напряжением, кВ

Испытательное напряжение, кВ



0,22	2,1
0,38	2,1
0,5	2,1
1,05	4,3
3,15	15,8
6,3	22,3
10,5	30,0

Конденсаторы для защиты от перенапряжений типа

СММ-20/3-0,10	22,5
КМ2-10,5-24	22,5-25,0

Испытания напряжением промышленной частоты могут быть заменены однопутным испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанным испытательным напряжениям.

## 20.6. П. Испытание батарей конденсаторов

Испытание производится трехкратным включением батарей на номинальное напряжение с контролем значений токов по фазам. Токи в фазах не должны отличаться более чем на 5%.

## 20.7. М. Тепловизионный контроль конденсаторов

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

# 21. ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ'

## 21.1. П, К<sup>2</sup>, М. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения

Измерение проводится:

- на разрядниках с номинальным напряжением менее 3 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В;
- на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше — мегаомметром на напряжение 2500 В;

Измерение сопротивления проводится перед включением в работу и при выводе в плановый ремонт оборудования, к которому подключены защитные аппараты, но не реже 1 раза в 6 лет.

Сопротивление разрядников РВН, РВП, РВО, GZ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление элементов разрядников РВС должно соответствовать требованиям заводской инструкции. Сопротивление элементов разрядников РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должно соответствовать значениям, указанным в табл. 21.1.

Сопротивление имитатора пропускной способности измеряется мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 50% от результатов заводских измерений или предыдущих измерений в эксплуатации.

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания измеряется мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 3 — 3,5 кВ должно соответствовать требованиям инструкций заводов-изготовителей.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на  $\pm 30\%$  от данных, приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации.

- Таблица 21.1

**Значение сопротивлений вентильных разрядников  
(согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые изменения в эксплуатации по сравнению с заводскими данными или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
1	2	3	4
РВМ-3	15	40	$\pm 30\%$
РВМ-6	100	250	
РВМ-10	170	450	
РВМ-15	600	2000	
РВМ-20	1000	10000	
РВРД-3	95	200	
РВРД-6	210	940	
РВРД-10	770	5000	В пределах значений, <sup>1</sup> указанных в столбцах 2 и 3
Элемент разрядника РВМГ			$\pm 60\%$
110М	400	2500	
150М	400	2500	
220М	400	2500	
330М	400	2500	
400	400	2500	
500	400	2500	

<sup>1</sup> Испытания ОПН, не указанных в настоящем разделе, следует проводить в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

<sup>2</sup> Испытание «К» производится при ремонте разрядника со вскрытием специально обученным персоналом.

1	2	3	4
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	150	500	±30%
Вентильный элемент разрядника РВМК-330, 500/150	0,010	0,035	
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	600	1000	±30%
Элемент разрядника РВМК-750М	1300	7000	±30%
Элемент разрядника РВМК-1150 (при температуре не менее 10°C в сухую погоду)	2000	8000	±30%

### 21.2. П, К, М. Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Измерение проводится у разрядников с шунтирующими резисторами перед вводом в работу, а у разрядников с магнитным гашением дуги дополнительно не реже 1 раза в 6 лет. Внеочередное измерение тока проводимости проводится для окончательной оценки состояния разрядника в случае, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления на величину более указанной в п. 21.1.

Значения допустимых токов проводимости вентильных разрядников приведены в табл. 21.2.

Таблица 21.2

### Допустимые токи проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении (ПУЭ, глава 1.8.)

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
1	2	3	4
РВС-15	16	450	620
РВС-15*	16	200	340
РВС-20	20	450	620
РВС-20*	20	200	340
РВС-33	32	450	620
РВС-35	32	450	620
РВС-35*	32	200	340

Продолжение таблицы 21.2

1	2	3	4
РВМ-3	4	380	450
РВМ-6	6	120	220
РВМ-10	10	200	280
РВМ-15	18	500	700
РВМ-20	28	500	700
РВЭ-25М	28	400	650
РВМЭ-25	32	450	600
РВРД-3	3	30	85
РБРД-6	6	30	85
РВРД-10	10	30	85
Элемент разрядника РВМГ-110М, 150М, 220М, 330М, 400, 500	30	1000	1350
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	18	1000	1350
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	28	900	1300
Элемент разрядника РВМК-750М	64	220	330
Элемент разрядника РВМК-1150	64	180	320

\*Разрядники для сетей с изолированной нейтралью и компенсацией емкостного тока замыкания на землю, выпущенные после 1975 г.

Примечание: Для приведения токов проводимости разрядников к температуре +20 °С следует внести поправку, равную 3 % на каждые 10 градусов отклонения (при температуре больше 20 °С поправка отрицательная).

### 21.3. П, М. Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжения

Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений производится:

1. Перед вводом в эксплуатацию:

для ограничителей класса напряжения 3-110 кВ при приложении наибольшего длительно допустимого фазного напряжения;

для ограничителей класса напряжения 150, 220\*, 330, 500 кВ при напряжении 100 кВ частоты 50 Гц.

2. В процессе эксплуатации:

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше без отключения от сети 1 раз в год перед грозовым сезоном;

для ограничителей установленных в нейтралн трансформаторов 110 кВ, при выводе его из работы, но не реже 1 раза в 6 лет;

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше при выводе из работы на срок более 1 мес.

Методика проведения измерения тока проводимости, а также его предельные значения, при которых ограничитель выводится из работы, указаны в инструкции завода изготовителя и табл. 21.3 (для наиболее распространенных типов ОПН).

\*Для ограничителей перенапряжения 220 кВ допускается измерять ток проводимости при напряжении 75 кВ частоты 50 Гц.

Таблица 21.3

Токи проводимости ограничителей перенапряжений при переменном напряжении частоты 50 Гц (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Тип ограничителя перенапряжения	Наибольшее рабочее напряжение частоты 50 Гц, кВ	Ток проводимости при температуре 20 °С, мА	
		Значение, при котором необходимо ставить вопрос о замене ограничителя	Предельное значение, при котором ограничитель должен быть выведен из работы
1	2	3	4
ОПН-110У1 ОПН-1-11ХЛ4 ОПН-110ПН	73 73 73	1,0 2,0 0,9	1,2 2,5 1,2
ОПН-150У1 ОПН-150ПН	100 100	1,2 1,1	1,5 1,5
ОПН-220У1 ОПН-1-220ХЛ4 ОПН-220ПН	146 146 146	1,4 2,0 1,3	1,8 2,5 1,8
ОПН-330 ОПН-330ПН	210 210	2,4 2,2	3,0 3,0
ОПН-500У1 ОПН-500ПН	303 303	4,5 3,4	5,5 4,5
ОПН-750 ОПН-750	455 455	6,0 4,5	7,2 5,5

Примечания:

1. Значения токов указаны при измерении миллиамперметром переменного тока.
2. При анализе результатов измерений значения токов проводимости следует сравнивать с данными предыдущих измерений.

3. В случае отклонения напряжения сети и (или) температуры воздуха от значений, указанных в таблице, следует производить пересчет результатов измерений по методике предприятия-изготовителя.

- для ограничителей класса напряжения 110 кВ при напряжении 73 кВ частоты 50 Гц;

- для ограничителей класса напряжения 150, 220, 330, 500 кВ при напряжении 100 кВ частоты 50 Гц.

Для ограничителей класса напряжения 220 кВ допускается измерять ток проводимости при напряжении 75 кВ частоты 50 Гц.

Величина тока проводимости не должна отличаться более чем на 20% от значений, измеренных на предприятии-изготовителе и приведенных в паспорте.

Измерение тока проводимости в эксплуатации производится без отключения от сети 1 раз в год перед грозовым сезоном. Значения токов проводимости ограничителей перенапряжений приведены в табл. 21.3.

#### **21.4. П, М. Проверка элементов, входящих в комплект приспособления для измерения тока проводимости ограничителя перенапряжений под рабочим напряжением**

Проверка производится на отключенном от сети ограничителе перенапряжений.

Проверка электрической прочности изолированного вывода производится для ограничителей ОПН-330 и 500 кВ перед вводом в эксплуатацию и при выводе в ремонт оборудования, к которому подключен ограничитель, но не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка производится при плавном подъеме напряжения частоты 50 Гц до 10 кВ без выдержки времени.

Проверка электрической прочности изолятора ОФР-10-750 производится напряжением 24 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Измерение тока проводимости защитного резистора производится при напряжении 0,75 кВ частоты 50 Гц. Значение тока должно находиться в пределах 1,8 - 4,0 мА.

#### **21.5. К. Измерение пробивного напряжения вентиляльных разрядников**

Измерение производится специально обученным персоналом при ремонте разрядника со вскрытием по методике предприятия-изготовителя и наличии установки, обеспечивающей ограничение времени приложения напряжения.

Значения пробивных напряжений разрядников приведены в табл. 21.4.

Пробивные напряжения разрядников и элементов разрядников  
при частоте 50 Гц (ПУЭ, глава 1.8.)

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
1	2	3
РВП, РВО-6	16	19
РВП, РВО-10	26	30,5
РВС-15	35	51
РВС-20	42	64
РВС-33	66	84
РВС-35	71	103
РВМ-6	14	19
РВМ-10	24	32
РВМ-15	33	45
РВМ-20	45	59
РВРД-3	7,5	9
РВРД-6	15	18
РВРД-10	25	30
Элемент разрядников РВМГ-110М, 150М, 220М, 330М, 400, 500	60,5	72,5
Основной элемент разрядников РВМК-330, 500	44,5	50
Искровой элемент разрядников РВМК-330, 500	76	81
Элемент разрядника РВМК-750М	163	196
Элемент разрядника РВМК-1150	181	212

## **21.6. П, К, М. Тепловизионный контроль вентиляльных разрядников и ограничителей перенапряжений**

Производится у вентиляльных разрядников с шунгирующими сопротивлениями и ограничителей перенапряжений в соответствии с указаниями Приложения 3.

При межремонтных испытаниях в случае удовлетворительных результатов тепловизионного контроля проверка состояния вентиляльных разрядников и ограничителей перенапряжений по пп. 21.1 - 21.3 может не проводиться.

## **21.7. К. Проверка герметичности разрядников**

Проверка герметичности производится в случае проведения капитального ремонта разрядника со вскрытием. Проверка производится при разрежении 300 - 400 мм рт. ст. Изменение давления при перекрытом вентиле за 1-2 ч. не должно превышать 0,5 мм рт. ст.

## **22. ТРУБЧАТЫЕ РАЗРЯДНИКИ**

### **22.1. П, М. Проверка состояния поверхности разрядника**

Наружная поверхность разрядника не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и царапин глубиной более 0,5 мм на длине более трети расстояния между наконечниками.

### **22.2. П. Измерение поверхностного электрического сопротивления фибробакелитового разрядника**

Проверка производится перед установкой разрядника мегаомметром на напряжение 2500 В. Поверхностное электрическое сопротивление должно быть не ниже 10000 МОм.

### **22.3. П, М. Измерение диаметра дугогасительного канала разрядника**

Значение диаметра канала должно соответствовать данным, приведенным в табл. 22.1.

### **22.4. П, М. Измерение внутреннего искрового промежутка разрядника**

При вводе в эксплуатацию размеры внутреннего искрового промежутка должны соответствовать данным, приведенным в табл. 22.1. При межремонтных испытаниях эти размеры не должны превышать значений, указанных в табл. 22.1 для разрядников РТФ 6-10 кВ на 3 мм, РТФ-35 на 5 мм, РТВ 6-10 кВ на 8 мм, РТВ 20-35 кВ на 10 мм, РТВ-110 на 2 мм.



## 22.5. П, М. Измерение внешнего искрового промежутка разрядника

Размеры внешнего искрового промежутка должны соответствовать данным, приведенным в табл. 22.1.

Таблица 22.1.

### Технические данные трубчатых разрядников (согласно инструкции заводов-изготовителей)

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительной каната, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка, мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
1	2	3	4	5	6	7	8
РТФ-6	6	0,5-10	20	10	14	150 ± 2	—
РТВ-6	6	0,5-2,5	10	6	9	60	68
		2-10	10	10	14	60	68
РТФ-10	10	0,5-5	25	10	11,5	150 ± 2	—
		0,2-1	25	10	13,7	225 ± 2	—
РТВ-10	10	0,5-2,5	20	6	9	60	68
		2-10	15	10	14	60	68
РТФ-35	35	0,5-2,5	130	10	12,6	250 ± 2	—
		1-5	130	10	15,7	200 ± 2	—
		2-10	130	16	20,4	220 ± 2	—
РТВ-35	35	2-10	100	10	16	140	150
РТВ-20	20	2-10	40	10	14	100	110
РТВ-110	110	0,5-2,5	450	12	18	450 ± 2	—
		1-5	450	20	25	450 ± 2	—

## 22.6. П, М. Проверка расположения зоны выхлопа разрядника

Зоны выхлопа разрядников разных фаз не должны пересекаться и охватывать элементы конструкций и проводов ВЛ. В случае заземления выхлопных обойм разрядников допускается пересечение их зон выхлопа.

## 23. ВВОДЫ И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ

### 23.1. П, М. Измерение сопротивления изоляции

Производится измерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИИ ( $C_2$ ) или (и) последних слоев изоляции ( $C_3$ ) мегаомметром на 2500 В.

Значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм, в процессе эксплуатации — не менее 500 МОм.

Периодичность измерений для вводов:

- 110-220 кВ — 1 раз в 4 года;
- 330-750 кВ — 1 раз в 2 года.

### 23.2. П, М. Измерение $tg\delta$ и емкости изоляции

Производится измерение  $tg\delta$  и емкости:

- основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;
- изоляции измерительного конденсатора ПИН ( $C_2$ ) или (и) последних слоев изоляции ( $C_3$ ) при напряжении 5 кВ.

Предельные значения  $tg\delta$  приведены в табл. 23.1.

Предельное увеличение емкости основной изоляции составляет 5% измеренного при вводе в эксплуатацию.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений для вводов:

- 35 кВ — при проведении ремонтных работ на трансформаторах и выключателях, где они установлены;
- 110-220 кВ — 1 раз в 4 года;
- 330-750 кВ — 1 раз в 2 года.

### 23.3. П, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытательное напряжение для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки на оборудование, выбирается в соответствии с табл. 6.1.

Таблица 23.1

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения $tg\delta\%$ , для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
Бумажно-масляная изоляция вводов: • основная изоляция ( $C_1$ ) и изоляция конденсатора ПИН ( $C_2$ ); • последние слои изоляции ( $C_3$ ).	—	0,7/1,5	0,6/1,2	0,6/1,0
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением: • основная изоляция ( $C_1$ ).	1,0/1,5	1,0/1,5	—	—
Бумажно-бакелитовая изоляция вводов с мастичным заполнением: • основная изоляция ( $C_1$ )	3,0/9,0	—	—	—

### Примечания:

1. В числителе указаны значения  $\lg \delta$  изоляции при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

2. Уменьшение  $\lg \delta$  основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на  $\Delta \lg \delta (\%) \geq 0,3$  является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью определения причины снижения  $\lg \delta$ .

3. Нормируются значения  $\lg \delta$ , приведенные к температуре 20°C. Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов.

В процессе эксплуатации испытания проводятся по решению технического руководителя энергопредприятия.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов.

Испытательное напряжение принимается по табл. 6.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения для вводов:

- с фарфоровой, масляной и бумажно-масляной основной изоляцией — 1 мин.;
- с основной изоляцией из органических твердых материалов и кабельных масс — 5 мин.;
- испытываемых совместно с обмотками трансформаторов — 1 мин.

### 23.4. П, К. Испытание избыточным давлением

Испытание избыточным давлением производится на негерметичных маслонаполненных вводах напряжением 110 кВ и выше избыточным давлением масла 0,1 МПа с целью проверки уплотнений.

Продолжительность испытания 30 мин. Допускается снижение давления за время испытаний не более 5 кПа.

### 23.5. П, К, М. Испытание масла из вводов

Перед заливкой во вводы изоляционное масло должно отвечать требованиям табл. 25.2.

Долливаемое во вводы масло должно отвечать требованиям п. 25.3. Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится по требованиям табл. 25.4 (пп. 1-3):

- для вводов 110-220 кВ — 1 раз в 4 года;
- для вводов 330-500 кВ — 1 раз в 2 года.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов согласно табл. 25.4 (пп. 4-11) производится при получении неудовлетворительных результатов испытаний по табл. 25.4 (пп. 1-3). Объем необходимого расширения испытаний определяется техническим руководителем энергопредприятия.

Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по пп. 23.1 или (и) 23.2 или (и) 23.7, а также при повышении давления по вводе сверх допустимых значений, регламентированных заводской документацией на вводы. Объем испытаний определяется решением технического руководителя предприятия исходя из конкретных условий. Предельные значения параметров масла в соответствии с требованиями табл. 25.4.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется техническим руководителем предприятия по совокупности результатов испытаний ввода. Оценка результатов в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя и местным опытом диагностики состояния вводов.

### 23.6. М. Проверка манометра

Манометр проверяется у герметичных вводов путем сличения его показаний с показаниями аттестованного манометра.

Проверка производится в трех оцифрованных точках шкалы: начале, середине, конце. Допустимое отклонение показаний проверяемого манометра от аттестованного не более 10% верхнего предела измерений.

Проверка производится в сроки, установленные для контроля изоляции вводов.

Таблица 23.2

Класс напряжения, кВ	Предельные значения параметров, % $\Delta tg\delta$ и $\Delta Y/Y$	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
110 - 220	2,0	3,0
330 - 500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

*Примечания:*

1. Для вводов 330-750 кВ рекомендуется автоматизированный непрерывный контроль с сигнализацией о предельных значениях измеряемых параметров.

2. Уменьшение значения  $\Delta tg\delta$  основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на  $\Delta tg\delta (\%) \geq 0,3$  является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения  $\Delta tg\delta$ .

### 23.7. П, М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции вводов под рабочим напряжением рекомендуется производить у вводов 110-750 кВ с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа на автотрансформаторах с номинальным напряжением 330 кВ и выше и трансформаторах с номинальным напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях и узловых подстанциях.

Для вводов, контролируемых под напряжением, контроль по пп. 23.1, 23.2 (кроме измерения сопротивления изоляции и  $tg\delta$  зоны Сз) и 23.5 может производиться только при получении неудовлетворительных результатов испытаний по п. 23.7.

Контролируемые параметры: изменение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\Delta tg\delta$ ) и емкости ( $\Delta C/C$ ) основной изоляции или (и) изменение ее модуля полной проводимости ( $\Delta Y/Y$ ). Допускается контроль по одному из параметров  $\Delta tg\delta$  или  $\Delta Y/Y$ .

Изменение значений контролируемых параметров определяется как разность результатов очередных измерений и измерений при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Предельные значения параметров  $\Delta tg\delta$  и  $\Delta Y/Y$  приведены в табл. 23.2.

Предельное значение увеличения емкости изоляции составляет 5% значения, измеренного при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Периодичность контроля вводов под рабочим напряжением в зависимости от величины контролируемого параметра до организации автоматизированного непрерывного контроля приведена в табл. 23.3.

Таблица 23.3

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\Delta tg\delta$ $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
110 - 220	$0 \leq  \Delta tg\delta  \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	12 месяцев
	$0,5 <  \Delta tg\delta  \leq 2,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 месяцев
330 - 500	$0 \leq  \Delta tg\delta  \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 месяцев
	$0,5 <  \Delta tg\delta  \leq 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 месяца
750	$0 \leq  \Delta tg\delta  \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 месяцев
	$0,5 <  \Delta tg\delta  \leq 1,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 месяца

### 23.8. М. Тепловизионное обследование

Тепловизионный контроль вводов производится в соответствии с Приложением 3.

## **24. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В**

### **24.1. П, К. Испытание опорной изоляции повышенным напряжением промышленной частоты**

Значение испытательного напряжения опорной изоляции предохранителя, предохранителя-разъединителя принимается согласно табл. 6.1

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

### **24.2. П, К. Проверка целостности плавкой вставки предохранителя**

Проверяются:

- омметром — целостность плавкой вставки;
- визуально — наличие калибровки на патроне.

### **24.3. П, К. Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя-разъединителя**

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению номинального тока в калибровке на патроне.

### **24.4. П, К. Измерение контактного нажатия в разъемных контактах предохранителя-разъединителя**

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать заводским данным.

### **24.5. П, К. Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя**

Измеряется внутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеренное значение диаметра внутренней дугогасительной части патрона должно соответствовать заводским данным.

### **24.6. П, К. Проверка работы предохранителя-разъединителя**

Выполняется 5 циклов операций включения и отключения предохранителя-разъединителя.

Выполнение каждой операции должно быть успешным с одной попытки.

### **24.7. М. Тепловизионный контроль**

Производится в соответствии с указаниями Приложения 3.

## 25. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

### 25.1. Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении

Поступающая на энергопредприятие партия трансформаторного масла должна быть подвергнута лабораторным испытаниям в соответствии с требованиями раздела 5.14 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (РД 34.20.501).

Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки приводятся в табл. 25.1. Таблица составлена на основании требований действующих ГОСТ и ТУ к качеству свежих трансформаторных масел на момент разработки настоящего документа.

#### 25.1.1. Контроль трансформаторного масла после транспортирования

Из транспортной емкости отбирается проба масла в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85. Проба трансформаторного масла подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 11, 12, 14, 18 из табл. 25.1.

Показатели качества 2, 3, 4, 14, 18 определяются до слива масла из транспортной емкости, а 11 и 12 можно определять после слива масла.

Показатель 6 должен дополнительно определяться только для специальных арктических масел.

#### 25.1.2. Контроль трансформаторного масла, слитого в резервуары

Трансформаторное масло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 18 из табл. 25.1 сразу после его приема из транспортной емкости.

#### 25.1.3. Контроль трансформаторного масла, находящегося на хранении

Находящееся на хранении масло испытывается по показателям качества 2, 3, 4, 5, 14, 18 из табл. 25.1 с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

#### 25.1.4. Расширение объема контроля

Показатели качества масла из табл. 25.1, не указанные в пп. 25.1.1-25.1.3, определяются в случае необходимости, по решению технического руководителя энергопредприятия.

### 25.2. Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

### 25.2.1. Требования к свежему трансформаторному маслу

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливке в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям табл. 25.2.

### 25.2.2. Требования к регенерированным и очищенным маслам

Регенерированные и(или) очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливке в электрооборудование после ремонта, должны удовлетворять требованиям табл. 25.3.

## 25.3. Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании

### 25.3.1. Объем и периодичность испытаний

Объем и периодичность проведения испытаний масла указаны в разделах на конкретные виды электрооборудования, нормативные значения показателей качества приводятся в табл. 25.4.

Пробу масла перед вводом в эксплуатацию и после капитального ремонта трансформаторов с принудительной циркуляцией масла отобрать не ранее, чем через 1 час после включения всех циркуляционных насосов.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний масла определяют две области его эксплуатации:

- область «нормального состояния масла» (интервал от предельно допустимых значений после заливки масла в электрооборудование, приведенных в табл. 25.2, столбец 4, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в табл. 25.4, столбец 3), когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей 1-3 из табл. 25.4;

- область «риска» (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, приведенных в табл. 25.4, столбец 3, до предельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации, приведенных в табл. 25.4, столбец 4), когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока его службы и(или) принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла с целью предотвращения его замены и вывода электрооборудования в ремонт.



### **25.3.2. Расширенные испытания трансформаторного масла**

Необходимость расширения объема испытаний показателей качества масел и (или) учащения периодичности контроля определяется решением технического руководителя энергопредприятия.

### **25.3.3. Требования к трансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование**

Трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе его эксплуатации, должны удовлетворять требованиям табл. 25.4, столбец 3.

## Показатели качества свежих трансформаторных масел

Показатель	Марки масел и номера нормативных документов											Номер стандарта на метод испытаний
	ГК ТУ 38.101 1025-85	ВГ ТУ 38.401 978-93	Т-1500 ГОСТ 982-80	Т-1500У ТУ 38.401 58107- 94	ТКл ТУ 38.401 5849-92	ТКп ТУ 38.101 890-81	ТСП ТУ 38.401 830-90	ТСП ГОСТ 10121-76	СА ТУ 38.401 1033-95	АГК ТУ 38.101 1271-89	МВТ ТУ 38.401 927-92	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (ССТ), не более 50 °С -30 °С	9 1200	9 1200	8 1600	11* 1300	9 1500	9 1500	9 1300	9 1300	8,5 1200	5 800**	3,5* 150**	ГОСТ 33-82
2. Кислотное число, мг KOH на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	ГОСТ 5985-79
3. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	135	135	135	150	140	125	95	ГОСТ 6356-75
4. Содержание недрожжевых кислот и щелочей	—	—	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	—	—	Отсут- ствие	ГОСТ 6307-75
5. Содержание механических примесей	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	Отсут- ствие	ГОСТ 6370-83
6. Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-55	-45	-45	-45	-45	-45	-60	-65	ГОСТ 20287-91

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7. Зольность, %, не более	—	—	—	—	—	—	0,005	0,005	—	—	—	ГОСТ 1461-75
8. Натровая проба, оптическая плотность, баллы, не более	—	—	0,4	—	0,4	0,4	0,4	0,4	—	—	—	ГОСТ 19206-73
9. Прозрачность при 5 °С	—	—	Прозрачно	—	—	—	Прозрачно	Прозрачно	—	—	—	ГОСТ 982-80, п. 5.3
10. Испытание коррозионного воздействия меди марки М1 или М2 по ГОСТ 859-78	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	—	—	—	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	ГОСТ 2917-76
11. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90 °С	0,5	0,5	0,5	0,5	2,2	2,2	1,7	1,7	0,5	0,5	0,5	ГОСТ 6581-75
12. Стабильность против окисления: — масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более — содержание осадка, % массы, не более — кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04 0,015 0,10	0,04 0,015 0,10	0,05 Отсутствует 0,20	0,05 Отсутствует 0,20	0,008 0,01 0,10	0,08 0,01 0,1	0,005 Отсутствует 0,10	0,005 Отсутствует 0,10	0,15 0,015 0,15	0,04 Отсутствует 0,10	0,04 Отсутствует 0,10	ГОСТ 981-75

118

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
13. Стабильность против окисления, метод МЭК, индукционный период, ч, не менее	150	120	—	—	—	—	—	—	120	150	150	МЭК 1125(В)-92
14. Плотность при 20 °С кг/м <sup>3</sup> , не более	895	895	885	885	900	895	895	895	895	895	—	ГОСТ 3900-85
15. Цвет на колориметре ЦНТ, единицы ЦНТ, не более	1	1	1,5	1,5	—	—	1	1	1	1	—	ГОСТ 20284-74
16. Содержание серы, %, не более	—	—	—	0,3	—	—	0,6	0,6	0,3	—	—	ГОСТ 19121-73
17. Содержание монола (АПЦДОЛ-1), %, не менее	0,25	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	РД РУз 34-633-2000
18. Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых загрязнений воды, частиц, волокон											Визуальный контроль

119

\*при 40 °С; \*\*при -40 °С

## Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	2	3	4	5
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно от 220 до 500 кВ включительно 750 кВ	30	25	
		35	30	
		60	55	
		65	60	
		70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг KOH/g масла, не более*	Электрооборудование: до 220 кВ включительно свыше 220 кВ	0,02	0,02	
		0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	По ГОСТ масла	По ГОСТ масла	Табл.25.1

Продолжение таблицы 25.2

1	2	3	4	5
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более  ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы. Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
		0,002 (20)	0,0025 (25)	
	Отсутствие	Отсутствие		
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более) РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
		0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более*	Силовые и измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	1,7	2,0	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
		0,5	0,7	

1	2	3	4	5
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие	
8. Содержание антиокислительной присадки АПИДОЛ-1 (2,6-дигретбутил-4-метилфенол или индол) по РД РУз 34-633-2000, % массы не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы класса напряжения 110 кВ и выше	0,20	0,18	При арбитражном контроле определение данного показателя следует проводить по стандарту МЭК 666-74 или (и) РД 34.43.208-95
9. Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое арктическим маслом	-60	-60	
10. Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более (по РД 34.43.107-95, % объема, не более)	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,1 (0,5)	-(1,0)	

122

1	2	3	4	5
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75: кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; содержание осадка, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы от 110 до 220 кВ включительно	0,1	—	Условия процесса: 120 °С, 14 ч, 200 мл/мин O <sub>2</sub>  Для свежего масла до пускается определение по стандарту МЭК 474-74 или 1125(B)-92
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,01  В соответствии с требованиями стандарта на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании	—	

123

\* Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 500 кВ включительно трансформаторное масло ТКп по ТУ 38.101.890-81 и до 220 кВ включительно масло ТКп по ТУ 38.401.5849-92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение  $tg \delta$  при 90 °С не будет превышать 2,2% до заливки и 2,6% после заливки и кислотного числа не более 0,02 мг KOH/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы.

Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта<sup>1)</sup>

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	2	3	4	5
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее <sup>2)</sup>	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно от 220 до 500 кВ включительно 750 кВ	30	25	
		35	30	
		60	55	
		65	60	
		70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более <sup>3)</sup>	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно. Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 500 кВ включительно. Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 до 750 кВ включительно	0,05	0,05	
		0,02	0,02	
		0,02	0,02	
		0,01	0,01	

124

Продолжение таблицы 25.3

1	2	3	4	5
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	130	130	При применении прктического масла (АГК) или масла для выключателей (МВТ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по табл. 25.1
		135	135	
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более  ГОСТ 1547-84 <sup>4)</sup> (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы.  Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
		0,002 (20)	0,0025 (25)	
		Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей <sup>5)</sup> : ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более) РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
		0,0008 (9)	0,0010 (10)	

125

1	2	3	4	5
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более*	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 500 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 до 750 кВ включительно.	5 1,5 1,5 0,5	6 1,7 1,7 0,7	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	Отсутствие	Отсутствие	
8. Содержание антиокислительной присадки АГНДОЛ-1 (2,6-дигретбутил-4-метилфенол или понал) по РД РУз 34-633-2000, % массы не менее	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	0,20 0,30	0,18 0,27	При арбитражном контроле определение данного показателя следует проводить по стандарту МЭК 666-79 или (и) РД 34.43.208-95
9. Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое арктическим маслом	-60	-60	

126

1	2	3	4	5
10. Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более (по РД 34.43.107-95, % объема, не более)	Трансформаторы с пленочной защитой	0,1 (0,5)	-(1,0)	
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75 <sup>н</sup> : кислотное число окисленного масла, мг КОН/г, не более Массовая доля осадка, % не более	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно	0,2 Отсутствие	— —	Условия процесса: 130 °С, 30 ч, 50 мл/мин O <sub>2</sub>
12. Содержание серы по ГОСТ 19121-73, %, не более	Электрооборудование: до 220 кВ включительно свыше 220 до 500 кВ включительно свыше 500 до 750 кВ включительно	0,6 0,35 0,3	0,6 0,35 0,3	

127

1) Применение регенерированных и очищенных эксплуатационных масел для заливки высоковольтных вводов после ремонта не допускается, данное электрооборудование заливается после ремонта свежими маслами, отвечающими требованиям табл. 25.2.

2) В масляных выключателях допускается применять регенерированные или очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, если они удовлетворяют требованиям настоящей таблицы (пп. 1 и 4) и имеют класс промышленной чистоты не более 12 (ГОСТ 17216-71).

3) В случае необходимости, по решению технического руководителя предприятия допускается заливка регенерированного и очищенного эксплуатационного трансформаторного масла в силовые и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно, если стабильность против окисления и кислотное число соответствуют норме на масло ТКп (см. табл. 25.1), а остальные показатели качества удовлетворяют требованиям настоящей таблицы.

## Требования к качеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающая область нормального состояния	предельно допустимое	
1	2	3	4	5
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно	—	20	
	до 35 кВ включительно	—	25	
	от 60 до 150 кВ включительно	40	35	
	от 220 до 500 кВ включительно	50	45	
	750 кВ	60	55	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг KOH/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение не более чем на 6 °С в сравнении с предыдущим анализом	125	

## Продолжение таблицы 25.4

1	2	3	4	5
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/г), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы. Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0020 (20)	0,0025 (25)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
	по ГОСТ 1547-84	Отсутствие	0,0030 (30) Отсутствие	
	Трансформаторы без специальных средств защиты с системой охлаждения М и Д	Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей <sup>2)</sup> : ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более); РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)	
		0,0020 (11)	0,0020 (11)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более при температуре 70°С/90°С	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы: 110-150 кВ включительно 220-500 кВ включительно 750 кВ	8/12 5/8 2/3	10/15 7/10 3/5	Проба масла дополнительной обработке не подвергается Норма гб при 70°С факультатива



Продолжение таблицы 25.4

1	2	3	4	5
7. Содержание водорастворимых кислот, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно Нгерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	0,014  0,030	0,014  0,030	Определение данного показателя производится по РД РУз 34.633-2000
8. Содержание антиокислительной присадки АПДОЛ-1 (2,6-ди-третбутил-4-метил-фенол или нонол) по РД РУз 34-633-2000, % массы не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,1	0,1	
9. Содержание растительного шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы свыше 110 кВ	—	0,005	Определение данного показателя производится по РД РУз 34.633-2000
10. Газосодержание в соответствии с инструкцией и предприятия-изготовителя, % объема, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	Допускается определение хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
11. Содержание фурановых производных, % массы, не более (в том числе фуруфурона)*	Трансформаторы и вводы свыше 110 кВ	0,0015 (0,001)		Определение данного показателя производится хроматографическими методами по РД 34.43.206-94 или РД 34.51.304-94

\* Показатель 11 рекомендуется определять в случае обнаружения в трансформаторном масле значительных количеств СО и СО<sub>2</sub> хроматографическим анализом растворенных газов, которые свидетельствуют о возможных дефектах и процессах разрушения твердой изоляции.

## 26. АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В

### 26.1. П, Т, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции производится в два этапа:

1 этап — предварительное измерение сопротивления изоляции отдельных устройств, аппаратов, кабелей и т.д.

2 этап — измерение сопротивления изоляции до и после испытаний ее электрической прочности согласно п.26.2 настоящих Норм.

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 26.1.

Таблица 26.1

(ПУЭ, 6-издание, гл. 1.8)

Испытуемый элемент	Напряжение мега- омметра, В	Наименьшее допусти- мое значение сопро- тивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000 - 2500	..10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей <sup>1)</sup>	1000 - 2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000 - 2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже <sup>2)</sup>	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети <sup>3)</sup>	1000	0,5
6. Распределительные устройства, <sup>4)</sup> щиты и токопроводы	1000 - 2500	0,5

*Примечание:*

<sup>1)</sup>Измерение производится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.).

<sup>3</sup> Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности, микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

<sup>1</sup> Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.

<sup>4</sup> Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

## 26.2. П, Т. Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значение испытательного напряжения для цепей релейной защиты, электроавтоматики и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т.п.) принимается равным 1000 В. При текущем ремонте (Т) допускается испытание выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегомметра или специальной установки. Осветительные сети испытываются указанным напряжением в тех случаях, когда проводка имеет пониженный по сравнению с нормой уровень изоляции. В остальных случаях испытание может быть произведено мегомметром на напряжение 2500 В.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Испытание изоляции производится с полностью собранной схеме при закрытых кожухах, крышках, дверцах и т.д.

Вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, а также цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами напряжением 1000 В частоты 50 Гц, не испытываются.

## 26.3. П, Т. Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов

Работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

## 26.4. П, Т. Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в табл. 26.2.

Таблица 26.2

(ПУЭ, 6-издание, гл. 1.8)

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	0,9 $U_{ном}$	5
Отключение	0,8 $U_{ном}$	5

## **26.5. П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей**

Плавающая вставка предохранителя должна быть калиброванной. Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя-разъединителя должно соответствовать заводским данным и измеренному при приемке.

Проверка работы предохранителя-разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.

## **27. СТАЦИОНАРНЫЕ СВИНЦОВО-КИСЛОТНЫЕ АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ**

### **27.1. П, К. Проверка емкости аккумуляторной батареи**

Емкость аккумуляторной батареи при температуре 20°C должна соответствовать заводским данным.

В конце эксплуатационного срока работы аккумуляторы должны иметь емкость не менее 80% от номинальной.

### **27.2. П, К, М. Проверка напряжения аккумуляторной батареи при толковых токах**

Значения напряжения на выводах аккумуляторной батареи (при отключенном подзарядном агрегате) при разряде в течение не более 5 с с наибольшим током (но не более 2,5 тока одночасового режима разряда) без участия концевых элементов должны сопоставляться с результатами предыдущих измерений и не могут снижаться более чем на 0,4 В на каждый элемент от напряжения в момент, предшествующий толчку. Для приемников постоянного тока должны обеспечиваться необходимые уровни напряжения.

Испытания проводятся 1 раз в год.

### **27.3. П, К, Т. Проверка плотности электролита**

Плотность электролита ( $\text{г/см}^3$ ) полностью заряженного аккумулятора в каждом элементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда, приведенная к температуре 20°C, должна соответствовать следующим значениям с допустимым отклонением  $\pm 0,005 \text{ г/см}^3$ :

- для аккумуляторов типа С (СК) — 1,205;
- для аккумуляторов типа СП (СПК) — 1,24;
- для аккумуляторов типа СН — 1,24.

Температура электролита при зарядке не должна превышать 40°C, на аккумуляторах типа СК, а для аккумуляторов типа СН — 45°C.

Плотность электролита в конце разряда у исправных аккумуляторов С (СК) должна быть не менее 1,145  $\text{г/см}^3$ .

Проверка на всех элементах проводится 1 раз в месяц.

Аккумуляторные батареи других типов должны иметь плотность электролита и максимально допустимую температуру в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Проверка плотности электролита на всех элементах производится 1 раз в месяц.

#### 27.4. П, К, Т. Измерение напряжения каждого элемента батареи

Напряжение отстающих элементов в конце контрольного разряда не должно отличаться более чем на 1-1,5% от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающих элементов не должно превышать 5% их общего числа.

Напряжение в конце разряда должно составлять, В:

• для аккумуляторов типа С(СК):

- при 3-10-часовом режиме разряда — не ниже 1,8;

- при 0,5-1-2-часовом режиме разряда — не ниже 1,75.

• для аккумуляторов типа СП(СПК) с панцирными пластинами:

- при 1-часовом режиме разряда — не ниже 1,7;

- при 2-6-часовом — до 1,75;

- при 7-10-часовом режиме разряда — до 1,8.

Напряжение каждого элемента батареи, работающей в режиме подзаряда, должно составлять  $2,2 \pm 0,05$  В.

В зависимости от температуры электролита напряжение подзаряда должно корректироваться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Величина напряжения подзаряда и в конце контрольного разряда других типов аккумуляторов должна соответствовать данным завода-изготовителя.

Проверка напряжения на всех элементах производится 1 раз в месяц.

#### 27.5. П, К, Т, М. Химический анализ электролита и дистиллированной воды

Серная кислота, предназначенная для приготовления электролита, должна отвечать требованиям ГОСТ 667-73 для высшего сорта.

Требования к серной кислоте и электролиту приведены в табл. 27.1.

Анализ электролита из действующих батарей производится на наличие железа и хлористых соединений.

Дистиллированная вода или паровой конденсат, применяемые для приготовления электролита и доливки аккумуляторов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 6709-72, приведенных в табл. 27.2.

Химический анализ серной кислоты должен производиться из каждой партии, анализ электролита из действующей батареи производится из контрольных элементов 1 раз в год, анализ дистиллированной воды не реже 1 раза в год из дистиллятора, либо из каждой партии.

Таблица 27.1

**Нормы на характеристики серной кислоты и свежеприготовленного электролита для стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей (ГОСТ 667-73)**

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Электролит из работающего аккумулятора
1	2	3	4
1. Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	
2. Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1
3. Плотность при температуре 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,83-1,84	1,18 ± 0,005	1,2-1,21
4. Содержание железа, %, не более	0,005	0,006	0,008
5. Содержание нелетучего остатка после прокаливания, %, не более	0,02	0,03	—
6. Содержание окислов азота, %, не более	0,00003	0,00005	—
7. Содержание мышьяка, %, не более	0,00005	0,00005	—
8. Содержание хлористых соединений, %, не более	0,0002	0,0003	0,0005
9. Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	—
10. Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	—
11. Содержание веществ, восстанавливающих марганцевоокислый калий, мл 0,01 Н раствора КМnO <sub>4</sub> , не более	4,5	—	—
12. Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	—	—

**Требование к дистиллированной воде, применяемой для приготовления электролита и доливки стационарных свинцово-кислотных аккумуляторов, согласно ГОСТ 6709-72**

Наименования показателей	Нормы
1. Остаток после выпаривания, мг/л, не более	5
2. Остаток после прокалывания, мг/л, не более	1
3. Аммиак и аммонийные соли (NH <sub>3</sub> ), мг/л, не более	0,02
4. Нитраты (NO <sub>3</sub> ), мг/л, не более	0,2
5. Сульфаты (SO <sub>4</sub> ), мг/л, не более	0,5
6. Хлориды (Cl), мг/л, не более	0,02
7. Алюминий (Al), мг/л, не более	0,05
8. Железо (Fe), мг/л, не более	0,05
9. Кальций (Ca), мг/л, не более	0,8
10. Медь (Cu), мг/л, не более	0,02
11. Свинец (Pb), мг/л, не более	0,05
12. Цинк (Zn), мг/л, не более	0,2
13. Вещества, восстанавливающие KMnO <sub>4</sub> (O), мг/л, не более	0,08
14. pH воды	5,4 - 6,6
15. Удельная электрическая проводимость при 20 °С, См/м, не более	5 ± 10 <sup>4</sup>

### 27.6. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции батарей

Измерение сопротивления изоляции ошиновки и токоведущих частей батарей перед заливкой электролита производится мегаомметром на напряжение 1000 В. После заливки электролита и в ходе эксплуатации батарей измерение производится штатным устройством контроля изоляции. Сопротивление изоляции новой батареи на напряжение до 110 В должно быть не менее 60 кОм, батарей на напряжении 220 В — не менее 150 кОм.

Сопротивление изоляции батарей в эксплуатации должно быть не менее указанного:

Напряжение батарей, В .....	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции, кОм .....	15	25	30	50	100

### 27.7 М. Измерение высоты осадка (шлама) в элементах

Между осадком и нижним краем положительных пластин должно быть свободное пространство не менее 10 мм.

## 28. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

### 28.1. П. Проверка выполнения элементов заземляющего устройства

Проверка конструктивного выполнения заземляющего устройства на ОРУ электростанций и подстанций производится после монтажа до засыпки грунта и присоединения естественных заземлителей и заземляемых элементов (оборудования, конструкций, сооружений).

Проверка заземляющих устройств на ВЛ производится у всех опор в населенной местности и, кроме того, не менее, чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями.

Сечения и проводимости элементов заземляющего устройства должны соответствовать Правилам устройства электроустановок.

### 28.2. П, К, М. Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, а также естественных заземлителей с заземляющим устройством

Проверка производится путем простукивания мест соединений молотком и осмотром для выявления обрывов и других дефектов. Производится измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителями с заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством производится после каждого ремонта и реконструкции заземляющих устройств, но не реже 1 раза в 12 лет.

### 28.3. М. Проверка коррозионного состояния элементов заземляющего устройства, находящихся в земле

На ОРУ электростанций и подстанций проверка производится вблизи нейтралей силовых трансформаторов, мест заземления короткозамыкателей, разрядников и ограничителей перенапряжений, а также выборочно у стоек конструкций и в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии.

В закрытых распределительных устройствах осмотр элементов заземлителей со вскрытием грунта производится по решению технического руководителя энергопредприятия.

На ВЛ выборочная проверка со вскрытием грунта производится не менее, чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует производить на ВЛ в населенной местности, на



участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми и плохо проводящими грунтами.

Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50% его сечения.

Проверка коррозионного состояния производится не реже 1 раза в 12 лет.

#### 28.4. П, К, М. Измерения сопротивления заземляющих устройств электростанций, подстанций и линий электропередачи

Наибольшие допустимые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 28.1.

Измерение сопротивления заземляющих устройств электростанций и подстанций производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет для подстанций ВЛ распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже. Измерение производится после присоединения естественных заземлителей.

На воздушных линиях электропередачи измерения производятся:

а) при напряжении выше 1 кВ:

- на опорах с разрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2% опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет;

- на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;

б) при напряжении до 1 кВ:

- на опорах с заземлителями грозозащиты — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- на опорах с повторными заземлениями нулевого провода — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2% опор от общего количества опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет.

Таблица 28.1.

Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств (ПУЭ, гл. 1.7)

Вид электроустановки	Характеристики заземляемого объекта	Характеристики заземляющего устройства	Сопротивление, Ом																								
1	2	3	4																								
1. Электроустановки напряжением выше 1 кВ, кроме ВЛ <sup>1)</sup>	<p>Электроустановки сети с эффективно заземленной нейтралью</p> <p>Электроустановки сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1 кВ</p> <p>Электроустановки сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ</p> <p>Подстанции с землей напряжением 20-35 кВ при установке молниезащиты на трансформаторном портале</p> <p>Отдельностоящий молниезащитный портал</p>	<p>Искусственный заземлитель с соединенными естественными заземлителями</p> <p>Искусственный заземлитель вместе с соединенными естественными заземлителями</p>	<p>0,5</p> <p>250<math>\Omega^2</math>, но не более 10</p>																								
		<p>Искусственный заземлитель с соединенными естественными заземлителями</p> <p>Заземлитель подстанции</p> <p>Обособленный заземлитель</p>	<p>125<math>\Omega^2</math>, при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ - 4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ</p> <p>80</p>																								
2. Электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ <sup>2)</sup>	<p>Электроустановки с глухозаземленной нейтралью генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока</p>	<p>Искусственный заземлитель с соединенными естественными заземлителями и учетом использования заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух при напряжении источника, В:</p> <table border="1"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>8</td> </tr> </table> <p>Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В:</p> <table border="1"> <tr> <td>трехфазный</td> <td>однофазный</td> <td></td> </tr> <tr> <td>660</td> <td>380</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>220</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> <td>60</td> </tr> </table>	трехфазный	однофазный		660	380	2	380	220	4	220	127	8	трехфазный	однофазный		660	380	15	380	220	30	220	127	60	
трехфазный	однофазный																										
660	380	2																									
380	220	4																									
220	127	8																									
трехфазный	однофазный																										
660	380	15																									
380	220	30																									
220	127	60																									

1	2	3	4														
3. ВЛ напряжением выше 1 кВ <sup>а</sup>	<p>Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты, металлические и металлические опоры ВЛ 35 кВ и выше на опоры ВЛ 3-20 кВ в населенной местности, а также не электрифицированные электрооборудования, установленные на опорах ВЛ 110 кВ и выше</p> <p>Электрооборудование, установленное на опорах ВЛ 3-35 кВ</p> <p>Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в не населенной местности</p> <p>Трубчатые разрядники и штырные промежутки ВЛ 3-220 кВ</p>	<p>Земляться опоры при удельном сопротивлении грунта <math>\rho</math> Ом * м</p> <p>до 100;</p> <p>более 100 до 500;</p> <p>более 500 до 1000;</p> <p>более 1000 до 5000;</p> <p>более 5000</p>	<p>10<sup>а</sup></p> <p>15<sup>а</sup></p> <p>20<sup>а</sup></p> <p>30<sup>а</sup></p> <p>6 ± 10<sup>а</sup> p<sup>а</sup></p>														
		<p>Земляться опоры</p>	<p>250<sup>а</sup>, но не более 10</p>														
		<p>Земляться опоры при удельном сопротивлении грунта <math>\rho</math>.</p> <p>Ом * м</p> <p>до 100;</p> <p>более 100;</p>	<p>30<sup>а</sup></p> <p>0,3p<sup>а</sup></p>														
		<p>Земляться разрядники или штырные промежутки при удельном сопротивлении грунта <math>\rho</math>. Ом * м</p> <p>не более 1000;</p> <p>более 1000</p>	<p>10</p> <p>15</p>														
4. ВЛ напряжением, до 1 кВ <sup>б</sup>	<p>Разрядники на опорах ВЛ и установленные с применением изоляторов</p> <p>Опоры ВЛ с устройствами грозозащиты</p> <p>Опоры с вторичными заземляющими нулевого рабочего провода</p>	<p>Земляться разрядники</p>	<p>5</p>														
		<p>Земляться опоры для грозозащиты</p> <p>Объем сопротивлений измерения всех вторичных изоляций при напряжении источника, В:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>трехфазный</th> <th>однофазный</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>600</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>220</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> </tr> </tbody> </table> <p>Земляться каждый из вторичных изоляций при напряжении источника, В:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>трехфазный</th> <th>однофазный</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>600</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>220</td> </tr> <tr> <td>220</td> <td>127</td> </tr> </tbody> </table>	трехфазный	однофазный	600	300	300	220	220	127	трехфазный	однофазный	600	300	300	220	220
трехфазный	однофазный																
600	300																
300	220																
220	127																
трехфазный	однофазный																
600	300																
300	220																
220	127																

<sup>а</sup> Для электроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта  $\rho$  более 500 Ом\*м допускается увеличение сопротивления в 0,002 p раз, но не более десятикратного.

<sup>б</sup> I расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

- в сетях без компенсации емкостного тока:
  - ток замыкания на землю;

- в сетях с компенсацией емкостного тока:

- для заземляющих устройств, к которым присоединены дугогасящие реакторы, ток, равный 125% номинального тока этих реакторов;

- для заземляющих устройств, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключении наиболее мощного из

дутогасящих реактороп или наиболее разветвленного участка сети.

" Для установок и ВЛ напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта  $\rho$  более 100 Ом\*м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01/9 раз, но не более десятикратного.

" Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок.

" Для опор высотой более 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в 2 раза меньше приведенных в таблице.

### 28.5. П, К, М. Измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения)

Измерение напряжения прикосновения производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в блет. Измерение производится при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

Напряжение прикосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти величины определены расчетом при проектировании. Под длительностью воздействия напряжения понимается суммарное время действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя. Допустимые значения напряжения прикосновения на ОРУ подстанций 110 - 1150 кВ приведены ниже:

длительность воздействия напряжения, с	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0 и выше
напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

### 28.6. П, К, М. Проверка напряжения на заземляющем устройстве РУ электростанций и подстанций при стекании с него тока замыкания на землю

Проверка (расчетная) производится после монтажа, переустройства, но не реже 1 раза в 12 лет для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленной нейтралью.

Напряжение на заземляющем устройстве:

- не ограничивается для электроустановок, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки;
- не более 10 кВ, если предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса потенциалов;
- не более 5 кВ во всех остальных случаях.

## **28.7. П, К, М. Проверка пробивных предохранителей в установках напряжением до 1 кВ**

Проверка исправности производится не реже 1 раза в 6 лет.

Пробивные предохранители должны быть исправны и соответствовать номинальному напряжению электроустановки.

## **28.8. П, М. Проверка цепи фаза-ноль (цепи зануления) в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали**

Проверка производится одним из следующих способов:

непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой повод;

измерением полного сопротивления петли фаза-ноль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автоматического выключателя должны быть не менее значения, указанного в ПУЭ.

В эксплуатации проверка производится только на ВЛ с периодичностью не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка цепи фаза-ноль должна также производиться при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

## **29. СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛПЛИН**

### **29.1. П, К, М. Измерение сопротивления изоляции**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение 1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У силовых кабелей на напряжение 2 - 500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

### **29.2. П, К, М. Испытание изоляции кабелей повышенным выпрямленным напряжением**

#### **29.2.1. Испытательные напряжения, длительность испытаний, токи утечки и их асимметрия**

Испытательное напряжение принимается в соответствии с табл. 29.1. Разрешается техническому руководителю энергопредприятия в процессе эксплуатации (М) исходя из местных условий как исключение уменьшать уровень испытательного напряжения для кабельных линий напряжением 6-10 кВ до  $4 U_{\text{ном}}$ .

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения при присоединительных испытаниях составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации — 5 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3 -10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжение до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей на напряжение 110-500 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения при присоединительных испытаниях и в эксплуатации составляет 15 мин.

Допустимые токи утечки в зависимости от испытательного напряжения и допустимые значения коэффициента асимметрии при измерении тока утечки приведены в табл. 29.2. Абсолютное значение тока утечки не является браковочным показателем. Кабельные линии с удовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные значения токов утечки. При проведении испытания ток утечки должен уменьшиться. Если не происходит уменьшения значения токов утечки, а также при его увеличении или нестабильности токов, испытание производить до выявления дефекта, но не более чем 15 мин.

При смешанной прокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для всей кабельной линии принимать наименьшее из испытательных напряжений по табл. 29.1.

Таблица 29.1.

**Испытательное выпрямленное напряжение для силовых кабелей, кВ (данные получены опытным путем)**

Категория испытаний	Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ											
	до 1	2	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500
П	6	12	18	36	60	100	175	285	347	510	670	865
К	2,5	10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510	670	865
М		10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510	670	865

Категория испытаний	Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение, кВ						Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ		
	0,66*	1*	3	6	10	110	3	6	10
П	3,5	5,0	15	36	60	285	6	12	20
К		2,5	7,5	36	60	285	6	12	20
М			7,5	36	60	285	6**	12**	20**

\* Испытание выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных на воздухе, не производится.

\*\* После ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Таблица 29.2.

Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей (данные справочные)

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, ( $I_{\text{max}}/I_{\text{min}}$ )
6	36	0,2	8
	45	0,3	8
10	50	0,5	8
	60	0,5	8
20	100	1,5	10
	35	1,8	10
35	150	2,0	10
	175	2,5	10
	110	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	510	//	//
330	670	//	//
500	865	//	//

29.2.2. Периодичность испытаний в процессе эксплуатации

Кабели на напряжение 2-35 кВ:

а) 1 раз в год — для кабельных линий в течение первых 2 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

- 1 раз в 2 года — для кабельных линий, у которых в течение первых 2 лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях и 1 раз в год для кабельных линий, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции;

- 1 раз в 3 года — для кабельных линий на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.);

- во время капитальных ремонтов оборудования для кабельных линий, присоединенных к агрегатам, и кабельных перемычек 6-10 кВ между сборными шинами и трансформаторами в ТП и РП;

б) допускается не проводить испытание:

- для кабельных линий длиной до 100 м, которые являются выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоят из двух параллельных кабелей;

- для кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;

- для кабельных линий, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет;

в) допускается распоряжением технического руководителя энергопредприятия устанавливать другие значения периодичности испытаний и испытательных напряжений:

- для питающих кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет при числе соединительных муфт более 10 на 1 км длины;

- для кабельных линий на напряжение 6-10 кВ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых смонтированы концевые заделки только типов КВВ и КВБ и соединительные муфты местного изготовления, при значении испытательного напряжения не менее  $4U_{ном}$  и периодичности не реже 1 раз в 5 лет;

- для кабельных линий на напряжение 20-35 кВ в течение первых 15 лет испытательное напряжение должно составлять  $5U_{ном}$ , а в дальнейшем  $4U_{ном}$ .

Кабели на напряжение 110 - 500 кВ:

- через 3 года после ввода в эксплуатацию и в последующем 1 раз в 5 лет. Кабели на напряжение 3-10 кВ с резиновой изоляцией:

а) в стационарных установках — 1 раз в год;

б) в сезонных установках — перед наступлением сезона;

в) после капитального ремонта агрегата, к которому присоединен кабель.

### 29.3. П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, ремонта муфт или отсоединения жил кабеля.

### 29.4. П. Определение сопротивления жил кабеля

Производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Сопротивление жил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм<sup>2</sup> сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминий-свой жил. Измеренное сопротивление (приведенное к удельному значению) может отличаться от указанных значений не более чем на 5%.



## 29.5. П. Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определение производится для линий на напряжение 20 кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при заводских испытаниях не более чем на 5%.

## 29.6. М. Контроль степени осушения вертикальных участков

Контроль степени осушения вертикальных участков производится по решению технического руководства энергопредприятия.

Контроль производится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией на напряжение 20-35 кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2-3 °С.

## 29.7. П, К. Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10%.

## 29.8. П, М. Проверка антикоррозионных защит

При приемке линий в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проверяется работа антикоррозионных защит для:

- кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм<sup>2</sup>;
- кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м) при любой среднесуточной плотности тока в землю;
- кабелей с незащищенной оболочкой и разрушенными броней и защитными покровами;
- стального трубопровода кабелей высокого давления независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

При проверке измеряются потенциалы и токи в оболочках кабелей и параметры электрозащиты (ток и напряжение катодной станции, ток дренажа) в соответствии с Руководящими указаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.

Сроки проведения измерений блуждающих токов в земле (М) определяются техническим руководителем энергопредприятия не реже 1 раза в 3 года.

Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-89.

### 29.9. П, К, М. Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определение производится для всех элементов маслonaполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ.

Пробы масел марок С-220, 5-РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должны удовлетворять требованиям норм табл. 29.3 и 29.4.

Испытание проб масла и изоляционной жидкости производят при вводе в эксплуатацию, через 1 год, затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет. Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значения  $tg\delta$ , измеренные по методике ГОСТ 6581-75, превышают указанные в табл. 29.4, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя  $tg\delta$ . При уменьшении значения  $tg\delta$  проба масла выдерживается при температуре 100 °С до получения установившегося значения, которое принимается за контрольное значение.

Допускается для МНКЛ низкого давления производить отбор проб масла из коллектора, а при неудовлетворительных результатах из баков давления.

Таблица 29.3.

Нормы на показатели качества масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС (ГОСТ 6581 - 75)

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии			В эксплуатации		
	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС
1	2	3	4	5	6	7
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35	42,5	42,5	35
Степень дегазации (растворенный газ), %, не более	0,5	1,0		0,5	1,0	

*Примечание:* Испытания масел, не указанных в табл. 29.3, производить в соответствии с требованиями изготовителя.

Таблица 29.4.

Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100 °С), %, не более, для кабелей на напряжение, кВ (ГОСТ 6581 - 75)

Срок работы кабельных линий	110	150-220	330-500
При вводе в работу В эксплуатации в течение:	0,5/0,8*	0,5/0,8*	0,5/—
Первых 10 лет	3,0	2,0	2,0
Более 10 до 20 лет	5,0	3,0	—
Свыше 20 лет	5,0	5,0	—

\* В числителе указано значение для масел марок С-220 и S-PA, в знаменателе для МИ-3, МИ-4 и ПМС.

#### 29.10. П, К, М. Определение объема нерастворенного газа (пропиточное испытание)

Испытание производится для маслonaполненных кабельных линий на напряжение 110 - 500 кВ.

Содержание нерастворенного газа в изоляции должно быть не более 0,1%. Периодичность — в соответствии с п. 29.9.

#### 29.11. П, К. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 28.

На линиях всех напряжений измеряется сопротивление заземления концевых муфт и заделок, а на линиях на напряжение 110 - 500 кВ также металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов. В эксплуатации сопротивление заземления измеряется при капитальном ремонте заземляющих устройств, а целостность металлической связи между заземлителями кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше и нейтралью трансформатора — 1 раз в 3 - 5 лет.

#### 29.12. П, К, М. Испытание пластмассовой оболочки (шланга) кабелей на напряжение 110 кВ и выше повышенным выпрямленным напряжением

При испытаниях выпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлической оболочкой (экраном) и землей в течение 1 мин.

Испытания проводятся перед вводом в эксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию и затем через каждые 3 года.

### 29.13. П. Испытание напряжением переменного тока частоты 50 Гц

Такое испытание допускается для кабельных линий на напряжение 110-500 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением.

Испытание производится напряжением  $(1,00-1,73) U_{ном}$ . Допускается производить испытания путем включения кабельной линии на номинальное напряжение  $U_{ном}$ . Длительность испытания — по согласованию потребителя с предприятием-изготовителем.

### 29.14. М. Испытание на содержание отдельных растворенных газов

Испытание производится для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110 - 500 кВ при превышении нормы на общее содержание растворенных или нерастворенных газов (гл. 29.9 и 29.10).

Для этой цели применяется метод хроматографического анализа по газам  $H_2$ ,  $CO$  и  $CO_2$ . Если наблюдается устойчивая тенденция роста содержания газа, то линия отключается, и дальнейший режим работы определяется согласованным решением энергопредприятия и предприятия-изготовителя.

## 30. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### 30.1 П, М. Измерения на трассе воздушных линий, проходящей в лесных массивах, зонах зеленых насаждений

Производится измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами, расстояний от элементов воздушных линий (ВЛ) до стволов деревьев и их кроны.

Расстояния и ширина просек должны соответствовать Правилам устройства электроустановок (далее — ПУЭ) и Правилам охраны электрических сетей.

На ВЛ с неизолированными проводами измерение ширины просеки производится не реже 1 раза в 3 года, измерение высоты деревьев и кустарников под проводами — по мере необходимости.

### 30.2. Контроль расположения фундаментов опор, заделки оснований опор в грунте, состояния фундаментов

#### 30.2.1. П. Контроль расположения элементов опор

Производятся измерение (выборочно) заглубления железобетонных опор в грунте, определение расположения фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках, а также заложения ригелей и расположения анкеров оттяжек.

Измеренные значения на ВЛ 35 - 750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в табл. 30.1 и в проектах конкретных ВЛ. Измерения выполняются на 2-3% общего количества установленных опор.

Заглубление в грунт железобетонных опор ВЛ 0,38 - 20 кВ должно быть не менее 1,5 м для ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для ВЛ 6 - 20 кВ. Измерение производится на всех сложных опорах и на 20% промежуточных опор.

### 30.2.2. П, М. Контроль состояния фундаментов

Измеряются размеры сколов и трещины фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров.

Измеренные значения не должны превышать приведенные в Типовой инструкции эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 800 кВ (далее — ТИ ВЛ 35-800 кВ) и проектах ВЛ. Уменьшение диаметра анкерных болтов, зазоры между пятой опоры и фундаментом не допускаются.

Периодичность измерений — 1 раз в 6 лет.

Таблица 30.1.

Допуски на расположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35-750 кВ, мм

Наименование	Своблстоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расстояние между осями подножников в плане	±20	±50
Разность вертикальных отметок верха подножников.*	20	20
Смещение центра подножника в плане	—	50

\*Количество прокладок для компенсации разности отметок должно быть не более четырех общей толщиной не более 40 мм; площадь и конфигурация прокладок должны соответствовать конструкции опорных частей опоры.

### 30.3. П, М. Контроль положения опор

Измеряется смещение опор вдоль и перпендикулярно оси ВЛ, положение траверса на опоре.

Допустимые значения смещения опор и отклонения траверса приведены в СНиП 3.05.06 - 85 и табл. 30.2.

### 30.4. Контроль состояния опор

#### 30.4.1. П, М. Измерение прогибов металлоконструкций опор

Измеряются прогибы металлических опор и металлических элементов железобетонных опор. Предельные значения допусков для

стрелы прогиба (кривизны) элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор ВЛ напряжением 35 - 750 кВ приведены ниже:

Траверса опор	1:300 длины траверсы
Стойка или подкос металлической опоры	1:700 длины стойки (подкоса), но не более 20 мм
Поясные уголки металлических опор в пределах панели и элементов решетки в любой плоскости	1:750 длины элемента

Периодичность измерений – не реже 1 раза в 6 лет и после воздействия на ВЛ механических нагрузок, превышающих расчетные значения.

#### 30.4.2. П, М. Контроль оттяжек опор

Измеряется тяжение в тросовых оттяжках опор. Измеренное значение тяжения при скорости ветра не более 8 м/с и отклонении положения опор в пределах, приведенных в табл. 30.2, не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20%.

Контролируется целостность оттяжек. Уменьшение площади сечения троса оттяжки не должно превышать 10%.

Измерения производятся в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

#### 30.4.3. М. Контроль коррозионного износа металлических элементов опор

Контролю подлежат металлические опоры и траверсы, металлические элементы железобетонных и деревянных опор, металлические подножки, анкеры и тросы.

Измеряется на ВЛ в зонах V-VII-й степени загрязненности атмосферы поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в результате коррозии.

при сплошной или язвенной коррозии металлоконструкций допустимое отношение фактического сечения металлического элемента (детали) к предусмотренному проектом не должно быть менее:

- 0,9 – для несущих элементов,
- 0,8 – для ненесущих элементов,
- 0,7 – для козыпков.

Не допускается сквозное коррозионное поражение, щелевая коррозия с появлением трещин и разрушением сварных швов, трещины в сварных швах и околошовной зоне, трещины в металле.

Периодичность измерений — не реже 1 раза в 6 лет.

#### 30.4.4. П, М. Измерение дефектов железобетонных опор и приставок

Производится измерение трещин, прогибов, разрушения бетона железобетонных опор и приставок.

Элементы опор бракуются при значениях прогибов стоек опор, размерах трещин и сквозных отверстий, не превышающих приведенных в табл. 30.3.

Периодичность измерений не реже — 1 раза в 6 лет.

#### 30.4.5. П, М. Контроль деревянных деталей опор

При приемке измеряется выборочно соответствие геометрических размеров деревянных деталей опор расчетным значениям.

Отклонение размеров деталей от предусмотренных проектом допускается в пределах:

• по диаметру —  $\begin{matrix} -1\text{см} \\ +2\text{см} \end{matrix}$

• по длине —  $\pm 1$  см на каждый метр длины;

• минусовой допуск для траверс не допускается.

Измерение производится на 8-10% деталей опор.

Между ремонтами измеряется степень (глубина, размеры) внешнего и внутреннего загнивания деталей опор.

Периодичность измерений, а также места, в которых контролируется и отбраковывается опора, принимаются в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

Таблица 30.2

Допустимые отклонения положения опор и их элементов на ВЛ 35-750 кВ

Наименование	Предельные значения для опор		
	железобетонных	металлических	деревянных
1	2	3	4
1. Отношение отклонения от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ верхнего конца стойки опоры к ее высоте	1:100 — для порталных опор 1:150 — для одностоечных опор	1:200	1:100

Продолжение таблицы 30.2

1	2	3	4
<p>2 Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створов):</p> <p>- для одноствечных опор при длине пролета, м:</p> <p>до 200</p> <p>более 200</p> <p>от 200 до 300</p> <p>более 300</p> <p>- для порталных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:</p> <p>до 250</p> <p>более 250</p> <p>- для порталных железобетонных опор</p>	<p>100 мм</p> <p>200 мм</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>200 мм</p>	<p>100 мм</p> <p>—</p> <p>200 мм</p> <p>300 мм</p> <p>—</p> <p>200 мм</p> <p>300 мм</p> <p>—</p> <p>—</p>	<p>100 мм</p> <p>200 мм</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p> <p>—</p>
<p>3. Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы L)</p>	<p>1:100L — для одноствечных опор</p>	<p>—</p>	<p>1:50L</p>
<p>4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры — относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы L)</p>	<p>1:100L — для одноствечных опор</p>	<p>100 мм</p>	<p>1:50L</p>
<p>5 Отклонение от проектного расстояния между стойками порталной опоры Отклонение оси траверсы порталной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы L):</p> <p>до 15 м</p> <p>более 15 м</p>	<p>100 мм</p> <p>1:150L</p> <p>1:250L</p>	<p>—</p> <p>1:150L</p> <p>1:250L</p>	<p>—</p> <p>—</p> <p>—</p>

Таблица 30.3

Предельные значения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек опор и приставок

Характер дефекта	Наибольшее значение
1	2
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35-750 кВ	



1	2
1.1. Искривление стойки одностоечной свободностоящей опоры	10 см
1.2. Ширина раскрытия поперечных трещин по всей поверхности бетона стойки	0,6 мм
1.3. То же на стойках с напряженной арматурой из высокопрочной проволоки	Не допускается
1.4. Ширина раскрытия продольных трещин в бетоне при их количестве в одном сечении более двух на длине 3 м	0,3 мм
1.5. Площадь сквозного отверстия в бетоне стойки	25 см <sup>2</sup>
2. Вибрированные стойки и приставки опор на ВЛ 0,38-35 кВ	
2.1. Отклонение вершины стойки от вертикального положения с учетом поворота в грунте (при отсутствии ветра и гололеда)	При П — 15 см При М — 50 см
2.2. Измерение расстояния между стойкой и основанием подкоса сложной опоры по сравнению с предусмотренным проектом	15%
2.3. Ширина раскрытия поперечных трещин на длине 1 м	0,1 мм
2.4. Ширина раскрытия продольных трещин	0,5 мм
2.5. Площадь скола бетона с обнажением продольной арматуры	25 см <sup>2</sup>

### 30.5. Контроль проводов, грозозащитных тросов

#### 30.5.1. П, К, М. Измерение расстояний от проводов и тросов

Производится измерение расстояний от проводов и грозозащитных тросов до поверхности земли, до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, между проводами разных линий при совместной подвеске проводов.

Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ. Измерения производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений, а также периодически не реже 1 раза в 6 лет на пересечениях и сближениях.

При капитальном ремонте измерения производятся после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

### **30.5.2 П, М. Контроль стрел провеса, расстояний до элементов ВЛ**

Производится измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний от них до элементов опор и между проводами.

Фактическая стрела провеса не должна отличаться от предусмотренной проектом более чем на 5% при условии соответствия нормативным значениям расстояний до земли и пересекасмых объектов.

Расстояние по воздуху между проводом и телом опоры, между проводами на транспозиционной опоре и на ответвлениях не должны быть меньше чем на 10% от предусмотренных проектом. Разница стрел провеса между проводами разных фаз и между проводами различных ВЛ при совместной подвеске не должна превышать 10% от проектного значения стрелы провеса.

При определении разрегулировки проводов расщепленной фазы угол разворота фазы не должен превышать  $10^\circ$  от положения, предусмотренного проектом ВЛ, или разность стрел провеса проводов фазы не должна превышать 20% расстояния между проводами фазы на ВЛ 330(220)-500 кВ и 10% — на ВЛ 750 кВ.

Периодичность измерений — не реже 1 раза в 6 лет: на ВЛ 6-20 кВ в 1-2% пролетов, на ВЛ 35-220 кВ в 3-5%, на ВЛ 330-750 кВ в 1% пролетов.

### **30.5.3. М. Контроль сечения проводов и грозозащитных тросов**

Измеряется площадь сечения проводов и грозозащитных тросов, изменившаяся в результате обрыва отдельных проволок.

Допустимое уменьшение площади сечения проводов и грозозащитных тросов принимается в соответствии с ТН ВЛ 35-800 кВ.

### **30.5.4. П, К, М. Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов**

Производится в соответствии с положениями раздела 31.

### **30.6. Контроль изоляторов и изолирующих подвесок**

#### **30.6.1. П, К. Измерение сопротивления изоляторов**

Измерение сопротивления фарфоровых подвесных изоляторов

производится мегаомметром на напряжение 2500В только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого подвесного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Необходимость испытания штыревых изоляторов на ВЛ определяется с учетом фактических показателей надежности изоляторов и местных условий эксплуатации.

### **30.6.2. М. Измерение распределения напряжения по изоляторам**

Распределение напряжения по фарфоровым изоляторам в поддерживающих и натяжных гирляндах производится на ВЛ, находящейся под напряжением, при положительной температуре окружающего воздуха с помощью измерительной штанги или штанги с постоянным искровым промежутком. Усредненные распределения напряжений по подвесным фарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ напряжением 35 - 500 кВ приведены в табл. 30.4. При проверке изоляторов измерительной штангой изолятор бракуется, если значение измеренное на нем напряжения менее 50% указанного в табл. 30.4. При проверке изоляторов штангой с постоянным искровым промежутком изолятор бракуется, если пробой промежутка не происходит при напряжении, соответствующем дефектному состоянию наименее электрически нагруженного изолятора гирлянды.

Периодичность измерений принимается в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ. При положительных результатах проверки по п. 30.6.4 проверка по п. 30.6.2 может не производиться.

### **30.6.3. Испытания различных изоляторов**

Испытания установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не производятся; их контроль осуществляется внешним осмотром.

### **30.6.4. М. Дистанционная проверка (контроль) изоляторов**

Контроль производится с использованием тепловизоров, или других приборов. Отбраковка производится в соответствии с инструкциями по применению приборов.

### **30.7. П, М. Контроль линейной арматуры**

Контроль линейной арматуры осуществляется внешним осмотром. Линейная арматура должна браковаться и подлежать замене, если:

- поверхность арматуры покрыта сплошной коррозией;
- в деталях арматуры имеются трещины, раковины, оплывы, изгибы;
- формы и размеры деталей не соответствуют чертежам;
- оси и другие детали шарнирных сочленений имеют износ более 10%.

Расстояние между осью гасителя вибрации и местом выхода провода (троса) из поддерживающего или натяжного зажима, точки схода с ролика многороликового подвеса или от края защитной муфты должно отличаться от проектного значения более чем на  $\pm 25$  мм.

Расстояния между группами дистанционных распорок не должны отличаться от проектного более чем на  $\pm 10\%$ .

Расстояния между рогами искровых промежутков на грозозащитных тросах не должны отличаться от проектного более чем на  $\pm 10\%$ .

### **30.8. П,К,М. Проверка заземляющего устройства**

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 28.

### **30.9. П, К, М, Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков**

Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков производится в соответствии с разделом 22.

## **31. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ (ТРОСОВ), СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН**

### **31.1. М. Тепловизионный контроль контактных соединений и линейной арматуры**

Производится тепловизионный контроль контактных соединений (КС) и линейной арматуры всех исполнений в соответствии с указаниями Приложения 3.

### **31.2. П, К. Контроль спрессованных контактных соединений**

Контролируются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов (тросов) ВЛ и шин распределительных устройств.

Геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части корпуса зажима) не должны отличаться от требуемых технологическими

указаниями по монтажу КС.

Стальной сердечник спрессованного соединительного зажима не должен быть смещен относительно симметрического положения более чем на 15% длины прессуемой части провода.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии, механических повреждений.

При приемке в эксплуатацию выборочно контролируется не менее 3% установленных зажимов каждого типоразмера (марки).

### **31.3. П, К. Контроль контактных соединений, выполненных с применением овальных соединительных зажимов**

Проверяются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов.

Геометрические размеры соединительных зажимов после монтажа не должны отличаться от предусмотренных технологическими указаниями по монтажу зажимов.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии (на стальных соединительных зажимах), механических повреждений.

Число витков скрутки скручиваемых зажимов на сталеалюминиевых, алюминиевых и медных проводах не должно составлять менее 4 и более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 при соединении проводов марки АЖС 70/39 – менее 5 и более 5,5 витков.

При приемке в эксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2% установленных зажимов каждого типоразмера.

### **31.4. Контроль болтовых контактных соединений**

#### **31.4.1. П, К. Контроль затяжки болтов контактных соединений**

Проверяется затяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных пласечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

**Усредненные распределения напряжений по подвесным фарфоровым изоляторам  
гирлянд ВЛ 35-500 кВ**

Рабочее напряжение, кВ	Количество изоляторов	Напряжение, кВ, на изоляторе номер (считая от траверсы или конструкции)																															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26						
500	Физический нос	26	12	10	8	7	7	6	6	6	6	6	7	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
		23	15	14	12	11	11	10	9	9	8	9	9	9	9	10	11	12	13	14	15	17	19	21	23	-	-	-	-	-	-	-	
		22	16	15	14	12	11	11	10	10	9	9	10	10	11	11	12	13	14	15	16	18	20	23	-	-	-	-	-	-	-	-	
		20	16	15	14	13	12	12	12	11	11	11	12	12	13	14	15	16	17	19	21	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
330	Физический нос	20	11	9	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	8	9	9	11	12	14	16	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		19	11	9	9	8	8	8	7	7	7	8	8	8	9	10	11	12	14	17	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		18	11	9	9	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10	12	13	15	18	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		17	12	10	9	9	8	8	8	8	8	8	9	10	11	12	14	16	18	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220	Физический нос	16	12	10	9	9	9	9	9	9	9	9	10	11	13	14	17	19	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		15	12	10	9	9	9	9	9	10	11	12	13	14	15	17	19	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		14	9	8	7	7	7	6	7	7	7	8	9	10	11	13	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
110	Физический нос	8	8	6	5	4,5	6,5	8	10	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		7	9	6	5	7	8,5	10	18,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		6	10	8	7	9	11	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		35	20	4	3	5	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		3	6	5	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		2	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

*Примечание.* Сумма напряжений, измеренных по изоляторам гирлянды, не должна отличаться от фазного напряжения ВЛ более чем на  $\pm 10\%$  для гирлянд из металлических и железобетонных опор и более чем на  $\pm 20\%$  — из деревянных.

### **31.4.2. М. Измерение переходных сопротивлений**

Измеряется переходное сопротивление всех болтовых КС изолированных проводов ВЛ напряжением 35-750 кВ, шин и токопроводов на номинальный ток 1000 А и более, контактных соединений шин ОРУ 35 кВ и выше.

На ВЛ сопротивление участка провода с соединителем не должно более чем в 2 раза превышать сопротивление участка целого провода такой же длины;

для соединителей на подстанциях соотношение измеренных сопротивлений не должно быть более 1,2.

Периодичность контроля – не реже 1 раза в 6 лет.

При удовлетворительных результатах тепловизионного контроля контроль и проверки по п. 31.4.2 могут не производиться.

### **31.5. П, К. Контроль сварных контактных соединений**

#### **31.5.1. Контроль контактных соединений, выполненных с применением термитных патронов**

Контролируется КС проводов ВЛ и сборных соединительных шин РУ, выполненных с применением термитных патронов. В сварном соединении не должно быть:

- пережогов наружного повива провода или нарушения сварки при перегибе сваренных концов провода;
- усадочных раковин в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода из алюминия, сплавов или меди глубиной более 6 мм – сталеалюминиевого провода сечением 150 - 600 мм<sup>2</sup>.

#### **31.5.2. Контроль контактных соединений жестких сборных и соединительных шин РУ, выполненных сваркой**

Проверяется состояние сварки КС.

В сварном соединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10% его длины при глубине более 15% толщины свариваемого металла; суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений в швах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15% толщины свариваемого металла в каждом рассматриваемом сечении.

## **32. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ**

### **32.1. Контроль систем возбуждения**

В разделе приводятся объем и нормы испытаний силового оборудования систем тиристорного самовозбуждения (обобщенное обозначение СТС), систем независимого тиристорного возбуждения (СТН), систем бесщеточного возбуждения (БСВ), систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ). Указания по проверке и контролю автоматического регулятора возбуждения (АРВ), устройств защиты, управления, автоматики, диагностики и т.д. приводятся в Правилах технического обслуживания систем возбуждения, методических указаниях по наладке и заводских материалах на каждый тип системы возбуждения.

### **32.2. Измерение сопротивления изоляции**

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10 - 30 °С, приведены в табл. 32.1.

### **32.3. Испытания повышенным напряжением промышленной частоты**

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл.

32.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

### **32.4. П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов и электрических машин в системах возбуждения**

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с заводскими данными или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток электрических машин (вспомогательный генератор в системе СТН, индукторный генератор в системе ВЧ, обращенный синхронный генератор в системе БСВ) не должно отличаться более чем на 2% от заводских данных или данных предыдущих измерений; обмоток трансформаторов (выпрямительных в системах СТС, СТН, БСВ; последовательных — в отдельных системах СТС) — более чем на 5%. Сопротивления параллельных ветвей рабочих обмоток индукторных генераторов не должны отличаться друг от друга более чем на 15%, сопротивления фаз вращающихся подвозбудителей — не более чем на 10%.



### 32.5. П, К. Проверка трансформаторов (выпрямительных, последовательных, собственных нужд, начального возбуждения, измерительных трансформаторов напряжения и тока)

Проверка производится в соответствии с объемом и нормами, изложенными в разделах 6, 7. Для последовательных трансформаторов ПТ при проверках по категории П, кроме того, определяется зависимость между напряжениями на разомкнутых вторичных обмотках и током статора генератора  $U_{2пт.} = f(I_{ст.})$ .

Характеристика  $U_{2пт.} = f(I_{ст.})$  определяется при снятии характеристик трехфазного короткого замыкания блока (генератора) до  $I_{ст.ном.}$  Характеристики отдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должны различаться между собой более чем на 5%.

### 32.6. П, К. Определение характеристик вспомогательного синхронного генератора промышленной частоты в системах СТН

Вспомогательный генератор (ВГ) проверяется в соответствии с положениями раздела 3.

При испытаниях характеристика короткого замыкания ВГ определяется до  $I_{ст.ном.}$ , а характеристика холостого хода до  $1,3 U_{ст.ном.}$  с проверкой витковой изоляции в течение 5 мин. только при приемочных испытаниях и полной или частичной замене обмоток.

### 32.7. П, К. Определение характеристик индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой в системах ВЧ возбуждения при отключенной обмотке последовательного возбуждения

Характеристика холостого хода индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой (ВУ)  $U_{ст.}, U_{в.у.} = f(I_{н.в.})$ , где  $I_{н.в.}$  — ток в обмотке независимого возбуждения), определяемая до значения  $U_{в.у.}$ , соответствующего удвоенному номинальному значению напряжения ротора, не должна отличаться от заводской или от ранее определенной характеристики более чем на 5%. Разброс напряжений между последовательно соединенными вентилями ВУ не должен превышать 10% среднего значения.

Характеристика короткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должна отличаться более чем на 5% от заводской. При выпрямленном токе, соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвям в плечах ВУ не должен превышать  $\pm 20\%$  среднего значения. Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор  $I_{рхх}[P_r = f(I_{в.в.})]$ .

## Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	Вид испытаний	Эквивалентное испытательное напряжение		
1. Тиристорный преобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН; силовые токопроводящие цепи преобразователей, связанные с тиристорами выходных цепей, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; Призывающие к преобразователям резистивный плет (СТС), перемычные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с воздушным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	2	2500	4	5	6	7	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток выпрямительных трансформаторов СУТ, блок питания цепей предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов защиты тока и т.д.), призывающих к ТП силовых диспетчеров в собственных нужд в СТС, другой стороны раздельных плет в СТС, лодки, котлы, управляющие электроды) при испытаниях должны быть заморочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выданы из разъемов
	П, К	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора или ВГ		
2. Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения возбуждения системы ССВ; силовые токопроводящие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. п. 1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения обратного генератора или ВГ		Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями, см. п. 1. При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой системы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть заморочены, а блоки СУТ выданы из разъемов
	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора		

1	2	3	4	5	6	7
4. Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системе СТИ: - обмотки статора  - обмотки возбуждения	П, К  П, К	2500  1000	Согласно п.3.3  Согласно п.3.3	П  П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки статора ВГ, но не ниже 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора главного генератора  0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения ВГ	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)  Относительно корпуса
5. Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения: - рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения  - обмотки независимого возбуждения	П, К  П, К	1000  1,0	5  5	П  П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора  0,8 заводского испытательного напряжения обмотки	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками  Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
6. Подвозбудитель в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения	Каждая фаза относительно других, соединенных с корпусом
7. Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ: - обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем;  - обмотки возбуждения обращенного генератора	П, К  П, К	1000  500	5,0  5,0	П  П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки якоря  0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Выблизитель отсоединен от ротора генератора; вентиля, РС-цепи или варикторы зашунтированы (соединены +, —, шпильки переменного тока); подпятники щетки на измерительных контактных кольцах Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы

1	2	3	4	5	6	7
8. Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТО  Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВП, К	П, К  П, К	2500  2500 — первичная обмотка 1000 — вторичная обмотка	Согласно п. 6.4  То же	П  П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток трансформатора; вторичные обмотки для БСВ и ВГ — не менее 1,2 кВ То же	Относительно корпуса и между обмотками
9. Последовательные трансформаторы в системах СТО	П, К	2500	То же	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	То же
10. Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТИ, ВГ и ПГ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока: - без присоединенной аппаратуры  - с присоединенной аппаратурой	П, К  П, К	2500  2500	10  5	П  П	0,8 заводского испытательного напряжения токопроводов 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно «земли» и между фазами То же

Продолжение таблицы 32.1.

1	2	3	4	5	6	7
<p>11. Силовые элементы систем СТС, СТИ, ВЧ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разрядниковшей выхода преобразователей (системы систем возбуждения без резервных возбуждателей); - системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения; - при заполненной водой (с удалением сопротивлением не менее 75 Юм/см) системе охлаждения ТТИ</p>	<p>П, К, Т, М</p>	<p>1000</p>	<p>1,0</p>	<p>П</p>	<p>1,0кВ</p>	<p>Относительно широта</p>
<p>12. Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разрядниковшей постоянного тока, см. п. 11); устройство АГП, разрядник, силовой резистор, штифтопроводы и т.д. Цепи, подключенные к различным кольцам в системе БСП (обмотка ротора отключена)</p>	<p>П, К</p>	<p>1000</p>	<p>1,0</p>	<p>П, К</p>	<p>0,8 заводского испытательного напряжения ротора</p>	<p>Блок системы управления тиристорами выдвинуты</p> <p>Относительно земли</p>

### **32.8. П, К. Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧ возбуждения**

При изменении нагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регулятор возбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать величины, указанной в заводской документации. Разность напряжений по фазам не должна превышать 10%.

### **32.9. П, К, Т. Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегося преобразователя в системе БСВ**

Измеряются сопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток и проходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при их наличии); соединения вентиля с предохранителем; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваются с заводскими нормами. Проверются усилия затяжки вентиля, предохранителей, RC-цепей, варисторов и т.д. в соответствии с заводскими нормами.

Измеряются обратные токи вентиля вращающегося преобразователя в полной схеме с RC-цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать допустимые значения, указанные в заводских инструкциях на системы возбуждения.

### **32.10. П, К. Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя в режимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока), проверка точности измерения тока ротора**

Измеряются ток статора  $I_{ст}$  ток возбуждения возбудителя  $I_{в.в}$ , напряжение ротора  $U_p$ , определяется соответствие заводским характеристикам возбудителя  $U_p = f(I_{в.в})$ . По измеренным токам статора и заводской характеристике короткого замыкания генератора  $I_{ст} = f(I_p)$  определяется правильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-II тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10% расчетного значения тока ротора.

### **32.11. П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТИ, БСВ**

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производится в соответствии с табл. 32.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей (ТП) с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам заводов-изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнения дистиллятом (см. табл. 32.1).

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных РС-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется ТП при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверка выполняется в следующем объеме:

- распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10%;
- распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристор ветви не должно быть более  $\pm 20\%$ ;
- распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на  $\pm 10\%$  от среднего расчетного значения тока через преобразователь;
- распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более  $\pm 20\%$ .

### **32.12. П, К. Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ возбуждения при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора**

Определяется:

- распределение тока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего не должно превышать  $\pm 20\%$ ;
- распределение обратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение от среднего не должно превышать 20%.

**32.13. П, К, Т. Проверка коммутационной аппаратуры, силовых резисторов, аппаратуры собственных нужд систем возбуждения**

Проверка производится в соответствии с заводскими инструкциями и разделом 26.

**32.14. П, К, М'. Измерение температуры силовых тиристорov, диодов, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены**

Температуры элементов не должны превышать допустимые по заводским инструкциям.

При проверке рекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

Примечание: 1. При работах по категории П, К измерения выполняются после включения систем возбуждения под нагрузку.

## НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК

### А) ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК СТАТОРА

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной сменой обмотки статора приведены в табл. П1.1 и П1.2.

По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторов разделены в табл. П1.1 и П1.2 на две категории.

К первой из них относятся обмотки с micaлентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с терморсактивной изоляцией, проработавшие 20 лет и менее (последние – при удовлетворительном состоянии сердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второй относятся остальные обмотки.

При ремонте генератора (компенсатора), остановленного аварийно, испытательное напряжение промышленной частоты для оставшейся части обмотки устанавливается 1,2Uном, а после ремонта – напряжением, равным 1,0Uном.

При частичной замене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиям испытывается не после укладки их в пазы, а по окончании ремонта вместе со всей обмоткой.

При пробое одного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюся часть обмотки всех трех фаз необходимо испытывать напряжением промышленной частоты, равным 1,7Uном. Допускается не испытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможность повреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

После замены или при ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытывать все фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационных испытаниях. По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмотки испытывается номинальным напряжением.



Стержни (секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются, так же как и отремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам табл. П1.1 и П1.2.

В случаях применения обмотки с терморезистивной изоляцией, запекаемой после укладки в статоре, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этот процесс.

Таблица П 1.1.

Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов (кроме турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более) (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1	2	3	4
1. Стержни (секции) до укладки в пазы — пазовая изоляция	3Uном	3Uном	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2. Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	1,6Uном	1,5Uном	То же
3. Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора — мегаомметром на 250 В, если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе. Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора — мегаомметром на 500 В. Сопротивление изоляции — не ниже 1 Мом		Полная или частичная замена обмотки статора обеих категорий
4. Изоляция кронштейнов	1,2Uном	1,2Uном	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5. Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	1,8Uном	1,5Uном	То же
6. Соединительные и выводные шины до установки на место	2,4Uном	2,4Uном	То же
7. Стержни (секции) после укладки в пазы: а) нижние б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	2,8Uном 2,6Uном	2,7Uном 2,5Uном	То же То же
8. Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	1,28·2,5Uном	1,28(2Uном + 3)	То же

1	2	3	4
9. Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт: а) до 1000  б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ: до 3,3 включительно свыше 3,3 до 6,6 включительно свыше 6,6	$2U_{ном} + 1,0$ , но не менее 1,5 кВ  $2U_{ном} + 1,0$ $2,5U_{ном}$ —	—  —  $2U_{ном} + 3,0$	Полная замена обмотки статора обеих категорий  То же  То же  То же
10. Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	$2U_{ном}$	$2U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
11. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы — пазовая изоляция	$2,7U_{ном}$	$2,7U_{ном}$	То же
12. Лобовые части стержней до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	То же
13. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	То же
14. Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,72U_{ном}$ , но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	$2,72U_{ном}$	То же
15. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории

1	2	3	4
16. Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	1,7Uном	1,7Uном	Частичная замена обмотки второй категории
17. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	2,5Uном	2,5Uном	То же
18. Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	1,3Uном	1,3Uном	То же
19. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,2Uном	2,2Uном	То же
20. Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпряленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,4Uном	2,4Uном	То же
21. Собранный обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,5Uном	1,5Uном	То же
22. Концевые выводы в собранном виде до установки	2,4Uном	2,4Uном	То же
23. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,7Uном	1,7Uном	Ремонт без замены обмотки первой категории
24. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,5Uном	1,5Uном	Ремонт без замены обмотки второй категории*

1	2	3	4
25. Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переключением пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	1,3Uном	1,3Uном	Ремонт без замены обмотки первой категории
26. То же	1,2Uном	1,2Uном	То же, но второй категории
27. Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникновением к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	1,0Uном	1,0Uном	Обмотки обеих категорий

\*Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением 1,7Uном, то принимается испытательное напряжение 1,7Uном.

*Примечания:*

1. В таблице приведены испытательные напряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

2. Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмоток обеих категорий производится по п. 3.12.

3. В таблицу не включены нормы гидравлических испытаний элементов системы охлаждения для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора: испытание на проходимость и герметичность стержней до укладки их в пазы, такие же испытания соединительных и выводных шин до установки их на место; испытание на прочность и герметичность концовых выводов до их установки, старых и новых шлангов, сливных и напорных коллекторов после их установки, испытание обмотки или вновь уложенной ее части на проходимость после пайки, но до присоединения шлангов, испытание всей обмотки на герметичность после присоединения шлангов, но до изолировки паяных соединений. Эти испытания производятся по нормам завода-изготовителя генератора.

**Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, ТГВ (согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
1	2	3	4
<b>Полная замена обмотки статора</b>			
1. Испытание стержней обмотки до укладки их в пазы			
1.1. Испытание на проходимость:			
а) турбогенераторов ТВВ-ТЗВ — водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,1	—	
Расход воды на стержень, л/с, для турбогенераторов:			
ТВВ-165-2	0,278 ± 0,04	—	
ТВВ-320-2	0,184 ± 0,03	—	
ТВВ-320-2Е	0,156 ± 0,023	—	
ТЗВ-800-2	0,327 ± 0,06	—	
(верхний стержень)			
ТЗВ-800-2	0,283 ± 0,05	—	
(нижний стержень)			
б) турбогенераторов ТГВ-200М* — водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,05		
Контрольный объем (л) и продолжительность истечения (с) для турбогенераторов:			
ТГВ-200М*	8,8	Не более 40с	
1.2. Испытание на прочность и герметичность — водой, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*	2	5 ч	Разность давлений в начале и конце выдержки должна быть не более 0,05 МПа по сравнению с заводом исправным стержнем
1.3. Испытание изоляции пазовой части напряжением, кВ турбогенераторов:			Здесь и далее — испытание повышенным переменным напряжением промышленной частоты, если это не оговорено специально
а) ТГВ	3,0 Uном	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 Uном	1 мин	
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	

1	2	3	4
1.4. Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	1,5Uном	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается
1.5. Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,5 Uном	1 мин	
1.6. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	
2. Испытание изоляции кронштейнов, шиндержателей и бандажных колец до установки напряжением	1,4Uном	1 мин	
3. Испытание соединительных и выводных шин до установки			
3.1. Испытание на проходимость:			
а) у турбогенераторов ТВВ-ТЗВ продувкой воздухом	—	—	
б) для турбогенераторов ТГВ-200М* продувкой воздухом			До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722-81. Диаметр шарика, мм: 15,875 -для ТГВ-200М*
3.2. Испытание на прочность и герметичность — водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*	3,0	15 мин	
3.3. Испытание изоляции шин напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ	2,4Uном	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,0Uном + 3	1 мин	
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	2,0Uном + 1	1 мин	

Продолжение таблицы П 1.2

1	2	3	4
3.4. Испытание изоляции между полушиннами (шины, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, для турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
4. Испытание концевых выводов в собранном виде (до установки)			
4.1. Испытание на прочность и герметичность — водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*	3,0	7 ч	
Испытание на проходимость для ТГВ-200М* продувкой воздухом при:			
- избыточном давлении на входе, МПа	0,14	—	
- избыточном давлении на выходе, МПа	Не менее 0,07		Производится со специальной насадкой на выходе воздуха
4.2. Испытание изоляции напряжением	2,4 Уном	1 мин	
5. Испытание шлангов водой на прочность и герметичность:			
- для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, МПа:			
новых	1,5/1,0	30 мин	В числителе —
старых	1,0/0,8	30 мин	для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе — для шлангов диаметром 21 мм
- для турбогенераторов ТГВ-200М*	0,8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность — водой, МПа, после установки, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*	2,5	30 мин	



1	2	3	4
<p>7.Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1,4 Тл</p> <p>8.Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом: - до установки  - после заклиновки пазов</p>	<p>См. п. 3.12 Норм</p> <p>Приведенное к температуре измерения паспортное значение То же плюс сопротивление выводных проводов</p>		
<p>9. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы</p>			
<p>9.1. Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ: а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ б) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ</p>	<p>2,5U<sub>ном</sub>  52,0</p>	<p>1 мин  1 мин</p>	
<p>9.2.Испытание на коронирование — при снижении напряжения после испытания</p>	<p>1,15 U<sub>ном</sub></p>	<p>5 мин.</p>	<p>См. примечание к п. 1.4.</p>
<p>9.3.Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ</p>	<p>1,0</p>	<p>1 мин</p>	
<p>9.4.Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) теченскателем для турбогенераторов ТВВ,ТЗВ, ТТВ-200М*,МПа</p>	<p>0,3</p>	<p>—</p>	
<p>10. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы</p>			

1	2	3	4
10.1. Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов: а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,4U <sub>ном</sub>	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями См. примечание к п. 10.1, а)
б) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	
10.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	1,15 U <sub>ном</sub>	5 мин	См. примечание к п. 1.4.
10.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
10.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладагента (фреона) теченскателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, МПа	0,3	—	
11. Измерение сопротивления изоляции термосопротивления мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1,0	—	
12. Испытание изоляции от корпуса верхних и нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки пазов напряжением, кВ, для турбогенераторов: ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,2 U <sub>ном</sub>	1 мин	
13. Проверка на монолитность паяных соединений			

Продолжение таблицы П 1.2

1	2	3	4
<p>13.1. Ультразвуковым прибором Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %:</p>			<p>При пайке каждой пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются</p>
<p>- при использовании оловянистого припоя</p>	15	—	
<p>- при использовании серебряного припоя</p>	20	—	
<p>При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %:</p>			
<p>- при использовании оловянистого припоя</p>	10		
<p>- при использовании твердого припоя</p>	15		
<p>13.2. Вихретоковым прибором Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %</p>	70		
<p>14. Испытание изоляции между полуветвями обмоток, состоящих из двух полуветвей, после заклиновки пазов до подсоединения соединительных выводных шин и концевых выводов турбогенераторов ТВВ, напряжением, кВ</p>	0,5	1 мВт	
<p>15. Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %:</p>			
<p>    между фазами</p>	2,0	—	
<p>    между ветвями</p>	5,0	—	
<p>16. Испытание обмоток на проходимость — водой после пайки всех соединений, но до установки фторопластовых шлангов и изолировки головок: - для генераторов ТВВ, ТЗВ определяются расходы при давлении на подаче 0,1 МПа - для генераторов ТТВ-200М*, для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче</p>	Расход воды через каждую цепь должен быть не менее 70% указанного в п. 1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500 МВт и		

Продолжение таблицы П 1.2

1	2	3	4
<p>0,05 МПа и контрольном объеме 6,26 л.</p>	<p>менее, и 90% указанного в п. 1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более</p>		
<p>Продолжительность истечения для стержней генераторов: ТГВ-200М*</p>		<p>Не более 42</p>	
<p>17. Испытание соединительных шин на проходимость — продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	
<p>18. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность — водой после пайки всех соединений до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов: ТВВ, ТЗВ</p>	<p>1,0 / 0,8</p>	<p>24 ч</p>	<p>В числителе — для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе — для шлангов диаметром 21 мм.</p>
<p>ТГВ-200М*</p>	<p>0,8</p>	<p>10 ч</p>	<p>Изменение давления воды за время выдержки не более 50 кПа</p>
<p>19. Испытание полностью собранной обмотки</p>			
<p>19.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, кВ, для турбогенераторов:</p>			
<p>а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ</p>	<p>2 Uном + 3</p>	<p>1 мин</p>	<p>При испытании генераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и расход его должен быть не менее номинального (если в инструкции завода изготовителя не</p>
<p>б) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ</p>	<p>49</p>	<p>1 мин</p>	<p>указано иначе)</p>

Продолжение таблицы П 1.2

1	2	3	4
<p>19.2. Испытание на коррозирование — при снижении напряжения после испытания</p> <p>20. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм</p> <p>21. Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом</p>	<p>1,15 Уном</p> <p>Не менее 1</p> <p>Уном</p>	<p>5 мин</p> <p>1 мин</p> <p>1 мин</p>	<p>См. примечание к п. 1.4 настоящей таблицы</p> <p>См. примечание к п. 19. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий раздела 3.5 Норм</p>
<p>Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, при термореактивной изоляции — до 20 лет)</p>			
<p>22. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней</p> <p>22.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением</p> <p>22.2. Испытание на прочность и герметичность — водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*</p> <p>22.3. Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов: - ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*</p>	<p>2Уном</p>   <p>По п. 18</p> <p>По п. 16</p>	<p>1 мин</p>   <p>По п. 18</p> <p>По п. 16</p>	<p>В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,7Уном. При испытании изоляции турбогенераторов ТВВ, ТЗВ и ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением 100 кОм·см (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе) и расход его должен быть не менее номинального или шланги должны быть сняты</p> <p>Производится в случае, если предполагается</p>

1	2	3	4
23. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ячеек или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от значения предыдущего измерения более чем на, %	2	—	ухудшение проходимости стержней в оставшейся части обмотки
24. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора при индукции 1,4 Тл	Сталь должна удовлетворять требованиям, указанным в п. 3.12 Норм		
25. Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По п. 1	По п. 1.1	
26. Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1	По п. 1	
27. Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1	По п. 1	
27.1. Испытание на проходимость	По п. 1	По п. 1	
27.2. Испытание изоляции пазовой части напряжением	2,7 Уном	1 мин	
27.3. Испытание на коронирование — при снижении напряжения после испытания	По п 1. 1.4	По п 1. 1.4	
27.4. Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,3 Уном	1 мин	
28. Испытание новых и отремонтированных соединительных и выводных шин до установки	По п. 3	По п. 3	
29. Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По п. 4	По п. 4	

1	2	3	4
30. Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По п. 2	По п. 2	
31. Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*	По п. 5	По п. 5	
32. Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*	По п. 6	По п. 6	
33. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ ТГВ	По п. 9	По п. 9	
34. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:	2,4Uном	1 мин	
ТВВ, ТЗВ ТГВ	По п. 10	По п. 10	
35. Измерение сопротивлений постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8	По п. 8	При невозможности изолировать верхние стержни от нижних допускается проводить испытания совместно с нижними. Если при этом нижние стержни принадлежат оставшейся части обмотки, то испытательное напряжение верхних стержней не должно превышать испытательного напряжения этой части обмотки
36. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 11	По п. 11	
37. Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По п. 13	По п. 13	

1	2	3	4
38. Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По п. 15	По п. 15	
39. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки после пайки соединений, но до установки водоподводящих шлангов и изолировки головок стержней и соединительных шин для турбогенераторов: -ТВВ,ТЗВ,ТГВ-200М*.	По п. 16	По п. 16	
40. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность — водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*	По п. 18	По п. 18	
41. Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,5Uном
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 Uном	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п.19
б) на коронирование — при снижении напряжения после испытания	1,0 Uном	5 мин	См. примечание к п. 1.4 таблицы



Продолжение таблицы П 1.2

1	2	3	4
42. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По п. 21	По п. 21	
43. Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей: - сердечника статора	По п. 7	По п. 7	
- изоляции обмотки статора	1,5 Уном	1 мин	Ремонт без замены стержней
- изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	По п. 21	По п. 21	
44. Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания изоляции	См. раздел 3.3 Норм	См. раздел 3.3 Норм	
45. Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)
ТВВ, ТЗВ			
ТГВ	1,0 Уном	1 мин	
	1,3 Уном	1 мин	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции — свыше 20 лет)			
46. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 19
а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 Уном	1 мин	

1	2	3	4
б) на прочность и герметичность — водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТТВ-200М*	По п. 18		
в) на проходимость	По п. 23.3		См. примечание к п. 22.3
47. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По п. 15		
48. Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиповки пазов статора	По п. 7		
49. Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По п. 3		
50. Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По п. 4		
51. Испытание изоляции кронштейнов, шиндержателей и бандажных колец до установки	По п. 2		
52. Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По п. 5		
53. Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По п. 6		
54. Испытание стержней обмотки до укладки в пазы:			
а) на проходимость	По п. 1.1		
б) на прочность и герметичность	По п. 1.2		

1	2	3	4
в) изоляции пазовой части напряжением, кВ:	2,7 Уном	1 мин	
- для генераторов ТВВ и ТТВ			
номинальным напряжением до 20 кВ			
- для генераторов ТЗВ номинальным	62		
напряжением 24 кВ			
г) на коронирование		По п. 1.4	
д) изоляции лобовых частей		По п. 1.5	
е) изоляции между полустержнями		По п. 1.6	
(стержней, состоящих из двух			
половинок)			
ж) изоляции между трубками и		По п. 1.7	
трубками-элементарными			
проводникам			
55. Испытание нижних стержней		По п. 9	
обмотки после укладки в пазы			
56. Испытание верхних стержней		По п. 34	
обмотки после укладки в пазы			
57. Измерение сопротивления			
постоянному току вновь уложенных		По п. 8	
термопреобразователей сопротивления			
58. Измерение сопротивления изоляции		По п. 20	
вновь уложенных термопреобразовате-			
лей сопротивления мегаомметром на			
напряжение 500 В			
59. Испытание изоляции от корпуса	2,0 Уном	1 мин	
новых верхних и новых нижних			
стержней совместно после укладки в			
пазы и заклиновки			
60. Проверка на монолитность паянных		По п. 1.3	
соединений			
61. Измерение сопротивления		По п. 1.5	
постоянному току обмотки статора в			
холодном состоянии каждой ветви или			
фазы			
62. Испытание на проходимость вновь		По п. 39	
уложенной части обмотки статора			
турбогенераторов до изолировки			
паянных соединений, а для обмотки с			
водяным охлаждением — кроме			
того до присоединения шлангов			
63. Испытание обмотки статора водой		По п. 18	
на прочность и герметичность для			
турбогенераторов ТВВ			
ТЗВ, ТТВ-200М*			

1	2	3	4
64.. Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса: а) каждой фазой в отдельности при остальных замкнутых	1,5 Uном	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 19 См. примечание к п. 1.4
	1,0 Uном	5 мин	
	1,0 Uном	1 мин	
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания			
65. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки шитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом, см. п. 3.5 Норм)	1,0 Uном	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 19

\*Нормы для генераторов типа ТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М.

### Б) ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ ОБМОТКИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах турбогенераторов с полной или частичной сменой обмотки ротора, а также при ремонте в пределах ее лобовых частей приведены в табл. П1.3 – для машин с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения и в табл. П1.4 для машин с непосредственным водородным охлаждением обмотки.

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах обмоток роторов турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения, непосредственным воздушным и водяным охлаждением обмотки должны соответствовать указаниям завода-изготовителя с учетом специфики их конструкции.

При проведении испытаний необходимо выполнять следующие указания:

1. Изоляция обмотки ротора от седел испытывается во всех случаях снятия бандажей независимо от причин снятия.

2. При частичном ремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяются между собой перемычкой, изоляция уложенной перенормированной катушки не испытывается.

3. При частичном ремонте обмотки ротора с наборными зубьями, не имеющей пазовых гильз, оставшаяся часть обмотки повышенным напряжением не испытывается.

Состояние изоляции проверяется мегаомметром на напряжение 1000 В в течение 1 мин.

4. Во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин.

Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора.

5. Продолжительность испытания главной изоляции 1 мин, витковой изоляции (табл. П1.3, П. 15) – 5 мин.

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
1	2	3
1. Незаменимая изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец	5,0 (7,0) <sup>1)</sup>	Полная замена обмотки ротора
2. Незаменимая изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец) <sup>2)</sup>	4,0	То же
3. Незаменимая изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	То же
4. Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки		
4.1. Новая изоляция шин токоподводов	6,5 (7,5)	То же
4.2. Новая изоляция стержней токоподвода перед укладкой их в изоляционный цилиндр	6,5 (7,5)	То же
5. Новая изоляция шин и стержней токоподводов после их укладки		
5.1. Новая изоляция шин токоподвода после укладки и клиновки, но до соединения с катушками и контактными кольцами	5,0 (7,0)	То же
5.2. Новая изоляция стержней токоподвода после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	5,0 (7,0)	То же
6. Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора <sup>3)</sup>	6,0	То же
7. Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	То же
8. Новая изоляция токоподводов после присоединения к перизолированным контактными кольцами, но до соединения с катушками	4,0	То же

1	2	3
9. Новая изоляция межкатушечных соединений (съёмных деталей) отдельно от обмотки	5,0	Полная замена обмотки ротора
10. Изоляция гильз до укладки их в пазы:		
миканитовых	10,0	То же
стеклотекстолитовых	7,0	То же
11. Изоляция гильз после укладки их в пазы:		
миканитовых	8,0	То же
стеклотекстолитовых	6,8	То же
12. Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клипьями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13. Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клипьями и соединения с ранее уложенной катушкой	5,5	Полная замена обмотки ротора
14. Изоляция уложенной обмотки после первой опрессовки	4,5	То же
15. Витковая изоляция обмотки после первой опрессовки	2,5-3,5 В на виток <sup>4)</sup>	То же
16. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клипьями	3,5	То же
17. Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	То же
18. Изоляция обмотки после насадки роторных бандажей <sup>4)</sup>	2,5	То же
19. Изоляция оставшейся (незамененной) части обмотки ротора после выемки поврежденной катушки	2,0	Частичная замена обмотки ротора
20. Изоляция катушек после их укладки и заклиновки временными клипьями (для турбогенераторов, испытание которых возможно без соединения обмоток новых катушек со старой обмоткой)	По пп. 12-14	То же
21. Изоляция обмотки совместно со старой обмоткой после первой опрессовки	1,75	То же
22. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клипьями	1,5	То же

1	2	3
23. Изоляция обмотки: а) перед посадкой роторных бандажей	1,25	Частичная замена обмотки ротора
б) после посадки роторных бандажей <sup>3)</sup>	1,0	То же
24. Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2,5	То же
25. Изоляция обмотки от седел при заземленной обмотке ротора — испытание до ремонта	2,5	Ремонт в пределах лобовой части
26. Изоляция обмотки от седел после ремонта при заземленной обмотке	2,0	То же
27. Изоляция обмотки ротора от корпуса после окончания ремонта при снятых бандажах	1,0	То же
28. Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	То же
29. Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	То же
30. Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
от корпуса витковая	1,25 2,5 - 3,5 В на виток <sup>4)</sup>	

<sup>1)</sup>В скобках — испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнему витку малой катушки.

<sup>2)</sup>При полной замене изоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае, если она не выдержала испытаний по пп. 1 и 2.

<sup>3)</sup>Если выступающая часть изоляции под контактными кольцами менее 15 мм, то при испытании новой изоляции контактных колец до насадки на вал турбогенераторов испытательное напряжение снижается до 5 кВ.

<sup>4)</sup>В случаях испытаний витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением значение его на выводах не должно превышать величины испытательного напряжения корпусной изоляции более чем на 10%.

<sup>5)</sup>По завершении ремонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току по п. 3.6 Норм.

Таблица П1.4

Объем и нормы пооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт) (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
1	2	3	4
1. Изоляция перед укладкой новых шин токоподвода турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 10,0	1 1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
2. Изоляция перед укладкой в изоляционный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	То же То же
3. Изоляция новых токоведущих винтов перед установкой на ротор турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$ 8,6	1 1	То же То же
4. Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$7,6 \geq 14U_{ном} + 2,7 \geq 4,8$ 9,1	1 1	То же То же
5. Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими винтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$7,6 \geq 14U_{ном} + 2,7 \geq 4,8$ 6,7	1 1	То же То же
6. Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 4,7 \geq 5,6$ 8,6	1 1	То же То же



Продолжение таблицы П 1.4

1	2	3	4
7. Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15U_{ном} + 3,35 \geq 5,6$	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТГВ	7,6	1	
8. Изоляция контактных колец после посадки их на ротор турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$6 \geq 9U_{ном} + 3,35 \geq 3,6$	1	То же
ТГВ	6,4	1	То же
9. Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы: а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	То же
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$6,8 \geq 12U_{ном} + 2,8 \geq 4,25$	1	То же
ТГВ	7	1	То же
10. Изоляция новых гильз после укладки в пазы: а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	То же
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$6,5 \geq 11U_{ном} + 2,5 \geq 4,2$	1	То же
ТГВ	6,5	1	То же
11. Изоляция катушек от корпуса после укладки в пазы и закрепления временными клиньями каждой отдельной катушки, не имеющей нижнего соединения, и каждой пары смежных катушек, имеющих нижнее соединение катушек: а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	То же
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$5,7 \geq 10U_{ном} + 2,2 \geq 3,7$	1	То же
ТГВ	5,7	1	То же

1	2	3	4
12. Витковая изоляция катушек после первой опрессовки пазовых и лобовых частей (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
13. Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	То же
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов ТВВ, ТВФ	$5 \geq 10U_{ном} + 1,6 \geq 3$	1	То же
ТГВ	5,0	1	То же
14. Витковая изоляция катушек	150 В на виток	0,1	То же
после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)			
15. Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	То же
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов: ТВВ, ТВФ	$4,5 \geq 10U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$	1	То же
ТГВ	4,5	1	То же

Продолжение таблицы П 1.4

1	2	3	4
16. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверка на проходимость воздухом) для турбогенераторов: ТВВ*, ТВФ*  ТГВ (каждый канал обмотки)	По стандарту (нормали) АО «Электросила» Воздух должен свободно проходить через все каналы обмотки	—  —	
17. Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей: а) с механическими гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТГВ	$4,25 \geq 9U_{ном} + 1 \geq 2,3$ 4,25 По п. 16	1 1	То же То же То же
18. Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)			
19. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ ТГВ	$4,9 \geq 9U_{ном} + 0,7 \geq 2,1$ 4,0	1 1	То же То же

1	2	3	4
20. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		То же
21. Обмотки ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления переменному току при напряжениях 0,05, 0,1, 0,15 и 0,2 кВ на неподвижном роторе и при номинальной частоте вращения)	См. примечание 3		Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец.
22. Элементы, указанные в пп. 9-21	По пп. 9-21	—	Полная замена обмотки ротора. Токоподводы и контактные кольца не ремонтируются
23. Изоляция контактных колец совместно с токоподводами, отсоединенными от обмотки для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5,5 \geq 7U_{ном} + 3 \geq 4,0$	1	То же
ТГВ	5,5	1	То же
24. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	—	Частичный ремонт обмотки
25. Изоляция оставшейся части обмотки после выемки поврежденных катушек совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец для турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$3,0 \geq 7U_{ном} + 0,5 \geq 1,5$	1	То же
ТГВ	3,0	1	То же

Продолжение таблицы П 1.4

1	2	3	4
б) витковая: - испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	- То же
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
26. Изоляция гильз: - до укладки в пазы - после укладки в пазы	По п. 9 По п. 10		То же То же
27. Изоляция от корпуса отремонтированных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями: а) катушек, изоляцию которых можно испытать, не соединяя с оставшейся частью обмотки	По п. 11		То же
б) катушек, изоляцию которых можно испытать только после соединения с оставшейся частью обмотки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$2,5 \geq 5U_{ном} + 0,6 \geq 1,4$	1	То же
ТГВ	2,5	1	То же
28. Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов:			
а) от корпуса: ТВВ, ТВФ	$2,25 \geq 4,5U_{ном} + 0,6 \geq 1,3$	1	То же
ТГВ	2,25		То же
б) витковая: - испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	85 В на виток	0,1	То же

1	2	3	4
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
29. Изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$2 > 4U_{ном} + 0,6 > 1,2$	1	То же
ТГВ	2,0	1	То же
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	70 В на виток	0,1	То же
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	То же
30. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверяются на проходимость)	По п. 16		То же
31. Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ, ТВФ	$1,75 \geq 3U_{ном} + 0,6 \geq 1,1$	1	То же
32. Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По п. 16		Частичный ремонт обмотки

Продолжение таблицы П 1.4

1	2	3	4
33. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токопроводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТТВ	1,5 ≥ 2,5U <sub>ном</sub> + 0,625 ≥ 1,0 1,5	1 1	То же То же
34. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	—	То же
35. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	—	То же
36. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	—	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
37. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токопроводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов: ТВВ, ТВФ ТТВ	1,5 ≥ 1,5U <sub>ном</sub> + 0,975 ≥ 1,2 1,5	1 1 —	То же То же
38. Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По п. 16	—	То же
39. Вентиляционные каналы роторов после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	—	То же
40. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токопроводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	То же

1	2	3	4
41. Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	—	То же
42. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	—	То же
43. Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания мегаомметром на напряжение 1000В).	См. табл. 3.2, п. 5	—	То же

\*Лобовые части обмотки закрыть резиной

Примечания:

1. При испытании витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением его значение на выводах обмотки ротора не должно превышать испытательного напряжения изоляции обмотки ротора на корпус.

2. За номинальное напряжение обмотки ротора принимается напряжение на кольцах при номинальном режиме турбогенератора в установившемся тепловом состоянии.

3. Нормы испытаний не указанных в таблице элементов, а также отдельных узлов при их раздельном ремонте — по указаниям завода-изготовителя.

## В) ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТКИ РОТОРА ЯВНОПОЛЮСНЫХ МАШИН

Нормы пооперационных испытаний изоляции при ремонтах гидрогенераторов, синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей с полной или частичной сменой обмоток ротора приведены в табл. П1.5.

Приведенные нормы испытания изоляции повышенным напряжением распространяются на роторные обмотки гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с напряжением возбуждения свыше 0,1 кВ.

Если при частичной замене изоляции при испытаниях по нормам табл. П1.5 наблюдается пробой нескольких катушек (не менее 5) и устанавливается общее неудовлетворительное состояние обмотки, а по условиям работы энергосистемы и наличию запасных частей нельзя выполнить полную замену изоляции обмотки ротора, испытательное напряжение оставшейся части обмотки, а также испытательное напряжение при вводе в эксплуатацию устанавливаются по согласованию с заводом, но не ниже 1,5 кВ.



При полной замене изоляции обмотки старые контактные кольца, токопроводы и щеточные траверсы могут быть использованы без перерегулировки только в том случае, если они выдержали испытание изоляции напряжением, указанным в табл. П1.5 (п. 3). В противном случае изоляция должна быть заменена.

Изоляция контактных колец испытывается по отношению к корпусу и между собой.

Изоляция обмоток относительно корпуса испытывается повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

Витковая изоляция (табл. П1.5 п. 1, б) испытывается приложением напряжения к концам катушки в течение 5 мин при температуре 120 - 130°С и давлении, равном 0,75 развиваемого при опрессовке изоляции.

Таблица П1.5.

**Объем и нормы пооперационных испытаний изоляции обмотки ротора явкополюсных машин при ремонте (согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, для машин с номинальным напряжением возбуждения, кВ		Характер и объем ремонта
	От 0,1 до 0,25 включительно	Свыше 0,25	
1	2	3	4
1. Изоляция отдельных катушек обмотки ротора после изготовления и установки на полюсы: а) от корпуса б) витковая	4,0 3,0 В на виток	4,5	Полная замена обмотки ротора
2. Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами: а) от корпуса б) витковая	3,5 2,5 В на виток	4,0	Полная или частичная замена обмотки ротора Полная замена обмотки ротора
3. Изоляция контактных колец, токопроводов и щеточных траверс до соединения с обмоткой	3,5	4,0	
4. Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	3,0	3,5	
5. Изоляция обмотки ротора от корпуса в собранной машине после монтажа	2,5	3,0	То же

1	2	3	4
6. Изоляция оставшейся части обмотки ротора: а) от корпуса б) витковая	2,5 2,0 В на виток	3,0 2,0 В на виток	Частичная замена обмотки ротора
7. Изоляция обмотки от корпуса после соединения всех катушек между собой и с контактными кольцами	2,25	2,75	То же
8. Обмотка ротора в собранной машине после частичной замены изоляции	2,0	2,5	То же

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

## Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток

### 1. Испытания электродвигателей с жесткими катушками или стержнями при полной смене обмоток

#### 1.1. Испытание стали статора

Электродвигатели мощностью 40 кВт и выше испытываются перед укладкой обмотки методами п. 3.12. При этом, если заводом-изготовителем не указываются более жесткие требования, то при индукции 1 Тл удельные потери в стали не должны превышать 5 Вт/кг, наибольший нагрев зубцов не должен быть более 45°C, а наибольшая разность нагрева различных зубцов 30°C.

#### 1.2. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром на напряжение 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В. Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в табл. 5.1-5.3.

#### 1.3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно табл. П 2.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

#### 1.4. Испытание витковой изоляции обмотки импульсным напряжением высокой частоты

1.4.1. Испытательные напряжения витковой изоляции после укладки новой обмотки или новых катушек принимаются по табл. П 2.2. Продолжительность испытаний 3-10 с. Испытания проводятся при наличии аппаратуры, предназначенной для таких испытаний.

1.4.2. Испытательные напряжения витковой изоляции катушек до укладки их в пазы должны быть выбраны по стандарту или нормам предприятия, в соответствии с чертежами которого изготовлены катушки. Испытательные напряжения витковой изоляции катушек после их укладки не должны превышать 85% этого значения.

Допускается снижение испытательного напряжения по сравнению с значением, указанным в табл. П 2.2, если это необходимо для выполнения данного условия.

1.4.3. Испытания витковой изоляции оставшейся части обмотки при замене нескольких катушек производятся, как правило, лишь для катушек, отгибавшихся при подъеме шага и снова уложенных в пазы, выводы которых были распаяны. Испытательные напряжения для этого случая выбираются в соответствии с документацией ремонтной организации, но должны составлять не менее 50% значений, указанных в п. 1.4.1 данного раздела. При наличии испытательной аппаратуры, позволяющей производить испытания всей оставшейся части обмотки без дополнительной ее распайки, применяются такие же испытательные напряжения, как и для отгибавшихся катушек.

#### 1.5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3% для электродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на 2% для остальных электродвигателей.

Таблица П 2.1.

Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте обмотки статора электродвигателей (с жесткими катушками или со стержневой обмоткой) (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ для электродвигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,5 включительно	2	3	6	10	до 3 включительно	6	10
	Мощностью до 1000 кВт					Мощностью свыше 1000 кВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Отдельная катушка (стержень) <sup>1)</sup> перед укладкой <sup>2)</sup>	4,5	11	13,5	21,5	31,5	13,5	23,5	34
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	3,5	9	11,5	18,5	29,0	11,5	20,5	30
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений	3,0	6,5	9,0	15,8	25,0	9,0	18,5	27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4. Главная изоляция обмотки собранной машины (каждая фаза по отношению к корпусу при двух других заземленных). У электродвигателей, не имеющих выводов каждой фазы отдельно, допускается производить испытание всей обмотки относительно корпуса	— <sup>3)</sup>	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23

<sup>1</sup> Если стержни или катушки изолированы монокристаллической без компаундирования изоляцией, то испытательное напряжение, указанное в ст. 1 и 2, может быть снижено на 5%.

<sup>2</sup> Если катушки или стержни после подготовки были испытаны данным напряжением, то при повторных испытаниях перед укладкой допускается снизить испытательное напряжение на 1 кВ.

<sup>3</sup> Испытательное напряжение в соответствии с ГОСТ 183-74 устанавливается равным  $U_{ном} + 1$  кВ, но не ниже 1,5 кВ.

Таблица П 2.2

**Импульсные испытательные напряжения обмоток статора после укладки в пазы (согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Номинальное напряжение обмотки, кВ	Напряжение на выводах катушки (амплитудное значение), кВ	Наибольшее допустимое значение междувиткового напряжения (амплитудное значение), В
До 0,5	2,0	500
0,5-3,0	3,5	600
3,0-3,3	5,0	800
6,0-6,6	9,0	1400
10,0-11,0	12,0	1900

**Примечания:**

1. Междувитковое испытательное напряжение определяется как частное от деления значений, указанных в столбце 2, на число витков в катушке.

2. Если междувитковые напряжения из перечисленных значений, указанные в столбце 3, то испытательное напряжение на выводах катушки устанавливается до значений, равного произведению допустимого междувиткового напряжения из столбца 3 на число витков в катушке.

Таблица П 2.3

**Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте  
всыпных обмоток электродвигателей (согласно инструкций  
заводов-изготовителей)**

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для электродвигателей мощностью, кВт	
	0,2-10,0	более 10 до 1000
1. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	2,5	3,0
2. Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений, если намотка производится по группам или по катушкам	2,3	2,7
3. Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
4. Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2U_{ном} + 1,0$ , но не ниже 1,5	$2U_{ном} + 1,0$ , но не ниже 1,5

**2. Испытания электродвигателей при полной смене насыпных обмоток**

**2.1. Измерение сопротивления изоляции обмоток**

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500 или 1000 В (табл. 5.1).

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в табл. 5.2.

**2.2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты**

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно табл. П2.3.

**2.3. Измерение сопротивления обмотки постоянному току**

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3%.

- Таблица П 2.4

**Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки статора электродвигателей при частичной смене обмотки статора (согласно инструкций заводов-изготовителей)**

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Оставшаяся часть обмотки	$2U_{ном}$
2. Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в электродвигатель	$2,25U_{ном} + 2,0$
3. То же после закладки в пазы перед соединением со статорной частью обмотки	$2U_{ном} + 1,0$
4. Главная изоляция обмотки полностью собранного электродвигателя	$1,7U_{ном}$
5. Витковая изоляция	По табл. П2.2.

### 3. Испытание электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при частичной смене обмоток

#### 3.1. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится у электродвигателей на напряжении до 0,66 кВ включительно мегаомметром на напряжение 1000 В, а на напряжении выше 0,66 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В.

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указано в табл. 5.2.

#### 3.2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при частичной смене обмотки статора электродвигателей принимается согласно табл. П2.4.

#### 3.3. Измерение сопротивления обмотки постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3% для электродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на 2% для остальных электродвигателей.

#### 4. Испытания, проводимые при ремонтах обмотки ротора асинхронных электродвигателей с фазным ротором

Значение испытательного напряжения при полной смене обмотки ротора принимается согласно табл. П2.5.

При частичной смене обмотки после соединения, пайки и бандажировки значение испытательного напряжения принимается равным  $1,5U_{ном}$ , но не ниже 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Для роторов синхронных электродвигателей испытания проводятся по нормам для роторов синхронных явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов.

Таблица П 2.5.

Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки ротора электродвигателей при полной смене обмотки (согласно инструкций заводов-изготовителей)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Стержни обмотки после изготовления, но до закладки в пазы	$2U_{ном} + 3,0$
2. Стержни обмотки после закладки в пазы, но до соединения	$2U_{ном} + 2,0$
3. Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_p + 1,0$
4. Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_p + 2,2$
5. Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек (секций, стержней)	$2U_p$ , но не ниже 1,2
6. Вся обмотка после присоединения новых катушек секций, стержней	$1,7U_p$ , но не ниже 1,0

\* $U_p$  — напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.

Тепловизионный контроль электрооборудования и  
воздушных линий электропередачи

1. Общие положения

1.1. При тепловизионном контроле электрооборудования и ВЛ должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже  $0,1^{\circ}\text{C}$  предпочтительно со спектральным диапазоном 8—12 м.

Применение пирометрических приборов допускается при контроле теплового состояния контактных соединений

1.2. В Приложении применяются следующие понятия:

*превышение температуры* — разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

*избыточная температура* — превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;

*коэффициент дефектности* — отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

*контакт* — токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;

*контактное соединение* — токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

1.3. Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышением температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п., в соответствии с указаниями отдельных пунктов приложения.

1.4. Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в табл. ПЗ.1.

Для контактов и болтовых КС нормативами табл. ПЗ.1 следует пользоваться при токах нагрузки  $(0,6-1,0)I_{ном}$  после соответствующего пересчета.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения:

$$\frac{\Delta T_{\text{изм}}}{\Delta T_{\text{норм}}} = \left( \frac{I_{\text{изм}}}{I_{\text{норм}}} \right)^2, (5)$$

где  $\Delta T_{\text{изм}}$  — превышение температуры при  $I_{\text{изм}}$ ;  $\Delta T_{\text{норм}}$  — то же, при  $I_{\text{норм}}$ .

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки  $0,3 I_{\text{норм}}$  и выше не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

1.5. Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки  $(0,3-0,6) I_{\text{норм}}$  оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на  $0,5 I_{\text{норм}}$ .

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{\text{норм}}} = \left( \frac{0,5 I_{\text{норм}}}{I_{\text{норм}}} \right)^2, (6)$$

где  $\Delta T_{0,5}$  — избыточная температура при токе нагрузки  $0,5 I_{\text{норм}}$ .

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки  $0,5 I_{\text{норм}}$  различают следующие области по степени неисправности.

*Избыточная температура 5-10 °С.*

Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

*Избыточная температура 10-30 °С.*

Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

*Избыточная температура более 30 °С.*

Аварийный дефект. Требуется немедленного устранения.

1.6. Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

1.7. При оценке теплового состояния токоведущих частей различают следующие степени неисправности исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

не более 1,2 — начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем;

1,2 - 1,5 — развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;

более 1,5 — аварийный дефект. Требуется немедленного устранения.

1.8. Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.



Генераторы — в сроки, указанные в п. 3.12.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

- 35 кВ и ниже — 1 раз в 3 года
- 110-220 кВ — 1 раз в 2 года
- 300-750 кВ — ежегодно

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования — ежегодно.

Внеочередной ИК-контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед и т.п.).

Воздушные линии электропередачи — проверка всех видов контактных соединений проводов:

- вновь вводимые в эксплуатацию ВЛ — в первый год ввода их в эксплуатацию;
- ВЛ, находящиеся в эксплуатации 25 лет и более, при отбраковке 5% контактных соединений — ежегодно, при отбраковке менее 5% контактных соединений — не реже 1 раза в 3 года;
- ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, или питающие ответственных потребителей, или работающих в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых и гололедных нагрузках — ежегодно;
- остальные ВЛ — не реже 1 раза в 6 лет.

## Допустимые температуры нагрева (ГОСТ 8024-69)

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1	2	3
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:	120	80
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
Ф	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов: -без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле; -с накладными серебряными пластинами, в воздухе / в изоляционном масле; -с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле; -с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм  -с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле;	75/80  120/90  105/90  120  90/90	35/40  80/50  65/50  80  50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди / на основе серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: -без покрытия -с покрытием оловом, серебром или никелем	90 105	50 65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: -без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле; -с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле; -с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле;	90/100  105/100  115/100	50/60  65/60  75/60

Продолжение таблицы П 3.1

1	2	3
<p>6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами;</li> <li>- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя</li> </ul> <p>металлические части, используемые как пружины</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- из меди</li> <li>- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов</li> </ul>	<p>75/95</p> <p>90/105</p> <p>75</p> <p>105</p>	<p>35/55</p> <p>50/65</p> <p>35</p> <p>65</p>
<p>7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов</p>	<p>90</p>	<p>50</p>
<p>8. Встроенные трансформаторы тока:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обмотки</li> <li>- магнитопроводы</li> </ul>	<p>—</p> <p>—</p>	<p>10</p> <p>15</p>
<p>9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе</p>	<p>—</p>	<p>85/65</p>
<p>10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медсодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения;</li> <li>- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения</li> <li>- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения</li> </ul>	<p>—</p> <p>—</p> <p>—</p>	<p>40/25</p> <p>35/20</p> <p>20/10</p>

Продолжение таблицы П 3.1

1	2	3
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режим длительном/аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	
- из резины	65/—	
- из резины повышенной теплостойкости с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/сбдиенной пропитке и номинальном напряжении, кВ:	90/—	
1 и 3	80/80	
6	65/75	
10	60/—	
20	55/—	
35	50/—	
12. Коллекторы и контактные кольца, незашлищенные и зашлищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
A/E/B		60/70/80
F/II		90/100
13. Подшипники скольжения / качения	80/100	

*Примечание. 1.* Использование квадратичной зависимости величины  $\Delta t$  от тока рекомендуется применять при разнице между токами не более 20-30%. Применение указанной зависимости при значительных отличиях токов может привести к грубым ошибкам.

*2.* Независимо от скорости развития дефекта для поврежденных контактов постоянно остается угроза отгорания при протекании через них тока короткого замыкания (КЗ).

*3.* Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

## 2. Синхронные генераторы

### 2.1. Тепловизионный (инфракрасный) контроль состояния стали статора

Контроль производится в случаях, указанных в п. 3.12 Норм при проведении испытания стали статора генератора.

Снимаются термограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем в течение 1-2 ч через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. Термограммы снимаются для зубцовой части статора и всей внутренней поверхности расточки статора при обесточенной намагничивающей обмотке.

По снятым термограммам определяются температуры перегрева, которые не должны превышать значений, указанных в п. 3.12 Норм, выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается их допустимость.

## **2.2. П, К, М. Тепловизионный контроль паек лобовых частей обмотки статора**

Контроль производится при снятых торцевых щитах генератора в случаях, указанных в п. 3.31 Норм. При установившемся тепловом режиме снимаются термограммы паек лобовых частей по расточке статора при протекании по обмотке постоянного тока (0,5-0,75) Аном.

В процессе тепловизионного контроля составляется тепловая карта с температурами на поверхности коробочек паянных контактных соединений.

В качестве репера используется поверхность изолирующей коробочки паянного контактного соединения, стержень которого имеет термопару на меди.

## **3. Электродвигатели переменного и постоянного тока**

Тепловизионный контроль теплового состояния производится у электродвигателей ответственных механизмов. При тепловизионном контроле оценивается состояние подшипников по температуре нагрева (табл. П 3.1, п.13), проходимость вентиляционных каналов и отсутствие витковых замыканий в обмотках - по локальным нагревам на поверхности корпуса электродвигателя.

## **4. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы (в дальнейшем трансформаторы)**

Термографическое обследование трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов и т.п. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

## **5. Маслонаполненные трансформаторы тока**

### **5.1. Внутренняя изоляция обмоток**

Измеряются температуры нагрева поверхностей фарфоровых покрышек трансформаторов тока (ТТ), которые не должны иметь локальных нагревов, а значения температуры, измеренные в аналогичных зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3 °С.

## 5.2. Внутренние и внешние переключающие устройства

Состояние контактных соединений внутреннего переключающего устройства ТТ производится путем сравнения температур на поверхности расширителей трех фаз. Предельное превышение температуры на поверхности расширителя, характеризующее аварийное состояние контактных соединений переключающего устройства, при номинальном токе не должно превышать 60 °С. Температура нагрева контактных соединений внешнего переключающего устройства не должна превышать значений, указанных в табл. ПЗ.1 (пп. 4 и 5).

## 5.3. Аппаратные выводы трансформаторов тока

Нагрев аппаратных выводов ТТ не должен превышать значений, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 4).

## 6. Электромагнитные трансформаторы напряжения

Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3 °С.

## 7. Выключатели

При контроле контактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов и контактных соединений (табл. ПЗ.2), соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

## 8. Разъединители и отделители

### 8.1. Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 5).

### 8.2. Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 2).

### 8.3. Выводы разъединителей и отделителей

Предельные значения температуры нагрева выводов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 4).



\* Указанные пункты относятся к табл. ПЗ.1.

\*\* Оценка состояния осуществляется путем сравнения измеренных значений температур на поверхности баков (покрышек) фаз выключателей. Не должны иметь место локальные нагревы в точках контроля.

## **9. Закрытые и комплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы**

### **9.1. Контакты и контактные соединения аппаратов и токоведущих частей ячеек КРУ и КРУИ**

Контроль осуществляется, если позволяет конструкция устройства. Предельные значения температуры нагрева контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей приведены в соответствующих разделах приложения.

### **9.2. Выявление короткозамкнутых контуров в экранированных токопроводах**

При тепловизионном контроле обращают внимание как на возникновение локальных очагов тепловыделения, так и на температуры нагрева кожухов (экранов) и мест их подсоединения к трансформаторам, генератору и металлоконструкциям.

Предельное значение температуры нагрева металлических частей токопроводов, находящихся на высоте и доступных для прикосновения человека, не должно превышать 60 °С.

## **10. Сборные и соединительные шины**

### **10.1. Контактные соединения**

Предельные значения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 5).

Оценка состояния нагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия, производится согласно пп. 1.5 и 1.6 настоящего Приложения.

### **10.2. Изоляторы шинных мостов**

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

## **11. . Токоограничивающие сухие реакторы**

Превышения температуры нагрева контактных соединений не должно быть более 65 °С.



## **12. Конденсаторы**

### **12.1. Контактные соединения**

Предельные значения температуры нагрева контактных соединений силовых конденсаторов, отдельно стоящих или соединенных в батарею, не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 7).

### **12.2. Элементы батарей силовых конденсаторов**

При контроле измеряется температура нагрева корпусов элементов конденсаторов. Измеренные значения температуры конденсаторов одинаковой мощности не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

### **12.3. Оценка состояния батарей силовых конденсаторов**

Оценка технического состояния батарей производится по результатам тепловизионного контроля по пп. 12.1 и 12.2 при решении вопроса об объеме и сроках проведения капитального ремонта.

### **12.4. Элементы конденсаторов связи и делительных конденсаторов**

При выявлении локальных нагревов в элементах конденсаторов производится внеочередной контроль состояния их изоляции.

## **13. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений**

### **13.1. Элементы разрядника**

Признаки исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами при тепловизионном контроле:

- верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всех фазах;

- распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково (в пределах 0,5-5 °С в зависимости от количества элементов в разряднике), а для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

### **13.2. Элементы ограничителей перенапряжений**

При тепловизионном контроле фиксируются значения температуры по высоте и периметру покрышки элемента, а также зоны с локальными нагревами.

Оценка состояния элементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур.

## **14. Маслонаполненные вводы**

### **14.1. Оценка внутреннего состояния ввода**

Проверка отсутствия короткозамкнутого контура в расширителе ввода производится у маслонаполненных герметичных вводов серии ГБМТ-220/2000.

Нагрев поверхности корпуса расширителя ввода не должен отличаться от такового у вводов других фаз.

Проверка состояния внутренних контактных соединений ввода производится путем измерения температур по высоте ввода у маслобарьерных вводов 110 кВ (заводские чертежи № 669, 146 и др.), 220 кВ (заводской чертеж № 200-0-0), выпуска до 1968 г. конденсаторных негерметичных вводов 110 кВ (заводской чертеж № 132-0-0), 220 кВ (заводской чертеж № 133-0-0, 208-0-0Б) и 500 кВ (заводской чертеж № 179-0-0, 206-0-0).

Маслонаполненный ввод не должен иметь локальных нагревов в зоне расположения контактных соединений.

Проверка состояния верхней части остова ввода производится у маслонаполненного ввода негерметичного исполнения.

Маслонаполненный ввод не должен иметь резкого изменения температуры или локальных нагревов по высоте покрывки по сравнению с вводами других фаз.

Сказанное может быть следствием опасного понижения уровня масла во вводе или увлажнения (зашламления) верхней части остова.

## 14.2. Выводы вводов

Предельные значения температуры нагрева ввода из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 4).

## 15. Предохранители

### 15.1. Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 6).

### 15.2. Определение состояния плавкой вставки

Не должно наблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубки предохранителя.

## 16. Высокочастотные заградители

При контроле контактных соединений предельные значения температуры нагрева не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (пп. 4 и 5).

## 17. Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

### 17.1. Контакты и контактные соединения

Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ с подсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями и т.п.

Предельные значения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должны превышать данных, указанных в табл. ПЗ.1 (п. 2), а контактных соединений в табл. ПЗ.1 (пп. 4 и 5).

## **17.2. Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4 кВ**

Предельные значения температуры нагрева токоведущих жил кабелей, измеренные в местах их подсоединения к коммутационным аппаратам (при исправном состоянии последних), в зависимости от марки кабеля не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 11).

## **18. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов**

### **18.1. Контактные соединения**

Значения измеренных температур КС коммутационных аппаратов, силовых тиристоров, диодов, предохранителей и других элементов преобразователей и шкафов не должны превышать данных, приведенных в табл. ПЗ.1 (пп. 4 и 5).

### **18.2. Силовые тиристоры и диоды**

Измеренные значения температур нагрева тиристоров и диодов не должны отличаться между собой более чем на 30%.

При тепловизионном контроле обращают внимание на равномерность нагрева тиристоров и диодов параллельных ветвей.

## **19. Воздушные линии электропередачи**

Тепловизионный контроль контактных соединений проводов ВЛ осуществляется с вертолета.

### **19.1. Болтовые контактные соединения проводов ВЛ**

Измеренные значения температур нагрева не должны превышать значений, приведенных в табл. ПЗ.1 (п. 5).

### **19.2. Сварные контактные соединения проводов ВЛ и контактные соединения, выполненные обжатием**

Коэффициент дефектности у соединений проводов, выполненных из алюминия, не должен превышать значений, приведенных в п. 1.7 настоящего Приложения.

### **19.3. Грозозащитные тросы**

Проверяется отсутствие нагрева в местах изоляции троса от опоры (состояние изолятора и искрового промежутка).

**Периодичность профилактических испытаний трансформаторов**

Профилактические испытания трансформаторов должны проводиться:

1. В объеме текущего ремонта:

а) трансформаторов с РПН и с системами охлаждения Д, ДЦ и Ц – ежегодно;

б) трансформаторов без РПН (главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд) – не реже 1 раза в 2 года;

в) трансформаторов, установленных в местах усиленного загрязнения атмосферы – в соответствии с местными инструкциями;

г) остальных трансформаторов – не реже 1 раза в 4 года.

2. В объеме капитального ремонта:

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных трансформаторов собственных нужд электростанций – не реже 1 раза в 12 лет;

б) остальных трансформаторов – в соответствии с местными инструкциями.

3. Между капитальными ремонтами – в соответствии с местными инструкциями.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

**Контроль состояния изоляции трансформаторов  
перед вводом в эксплуатацию**

**1. Методика измерения характеристик изоляции**

**А. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ**

1.1. Характеристики изоляции допускается измерять не ранее чем через 12 ч. после окончания заливки трансформатора маслом.

1.2. Характеристики изоляции измеряются при температуре изоляции не ниже 10°C для трансформаторов на напряжении до 110 кВ включительно и не ниже 20°C для трансформаторов на напряжения 220-500 кВ; для достижения указанных температур трансформаторы могут подвергаться нагреву.

1.3. Перед измерением характеристик изоляции поверхность вводов трансформатора необходимо протереть.

## Б. СХЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ

1.4. Характеристики изоляции измеряются по схемам в последовательности, указанной в табл. П5.1

Таблица П5.1

### Схемы измерения характеристик изоляции трансформаторов (Нормы испытаний электрооборудования, 1978г.)

Наименование оборудования	Обмотки, на которых производится измерение	Заземляемые части
Двухобмоточные трансформаторы	НН ВН ВН + НН	Бак, ВН Бак, НН Бак
Трехобмоточные трансформаторы	НН СН ВН ВН + СН ВН + СН + НН	Бак, СН, ВН Бак, НН, ВН Бак, НН, СН Бак, НН Бак
Автотрансформаторы	НН ВН + СН ВН + СН + НН	Бак, ВН, СН Бак, НН Бак
Шунтирующие реакторы	ВН	Бак
Заземляющие реакторы	ВН	Бак, НН

Примечание. ВН, СН, НН обмотки высшего, среднего и низшего напряжения.

1.5. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются вместе. Остальные обмотки и бак трансформатора должны быть заземлены.

## В. ТЕМПЕРАТУРА ИЗОЛЯЦИИ

1.6. За температуру изоляции трансформатора, не подвергавшегося нагреву, как правило, принимается температура верхних слоев масла.

В трансформаторах на напряжение выше 35 кВ, залитых маслом, за температуру изоляции следует принимать температуру фазы В обмотки ВН, определяемую по ее сопротивлению постоянному току.

1.7. Если температура изоляции не соответствует условиям п. 1.2, то для измерения характеристик изоляции трансформатор должен быть нагрет.

При нагреве трансформатора температура изоляции принимается равной средней температуре обмотки ВН фазы В, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току; указанное сопротивление измеряется не ранее чем через 60 мин. после отключения нагрева обмотки током или через 30 мин. после отключения внешнего нагрева.

1.8. При определении температуры обмотки по методу сопротивления постоянному току рекомендуется температуру обмотки вычислять по формуле:

$$t_x = I^{\circ} (235 + t_x) - 235,$$

где  $R_x$  - измеренное значение сопротивления обмотки при температуре  $t_x$ ;  $R_n$  - сопротивление обмотки, измеренное на заводе при температуре  $t_n$  (записанной в паспорте трансформатора).

### Г) ИЗМЕРЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ

1.9. Сопротивление изоляции измеряется по схемам пп. 1.4 и 1.5 данного Приложения мегаомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом не ниже 10 000 МОм.

Перед началом измерения все обмотки должны быть заземлены не менее чем на 5 мин, а между отдельными измерениями — не менее, чем на 2 мин.

Перед повторным измерением по указанным схемам все обмотки должны быть заземлены на 5 мин.

Показания мегаомметра отсчитываются через 15 и 60 с после приложения напряжения к изоляции обмотки.

Допускается за начало отсчета принимать начало вращения ручки мегаомметра.

По результатам измерения сопротивления изоляции определяется коэффициент абсорбции  $R_{60}/R_{15}$ , где  $R_{60}$  - значение сопротивления изоляции, отсчитанное через 60 с после приложения напряжения (одноминутное значение сопротивления изоляции);  $R_{15}$  - значение сопротивления изоляции, отсчитанное через 15 с после приложения напряжения (15-секундное значение сопротивления изоляции).

1.10. Емкость и  $\text{tg}\delta$  обмоток измеряются по схемам пп. 1.4 и 1.5 данного Приложения мостом переменного тока по «перевернутой» схеме.

Измерения на трансформаторах, залитых маслом, допускается производить при напряжении переменного тока частотой  $50 \pm 5$  Гц, не превышающем 2/3 заводского испытательного напряжения испытуемой обмотки. Измерение  $\text{tg}\delta$  при сушке трансформатора без масла допускается производить при напряжении не выше 220 В.

## 2. Нормы оценки характеристик изоляции

2.1. Измеренное при монтаже значение  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток при такой же температуре как на заводе, или приведенное к этой температуре (если температура при измерении отличается от заводской) должно быть не более 150% паспортного значения и не выше значения, указанного в табл. П.5.2.

Значения  $\text{tg} \delta$ , приведенные к заводской температуре, равные или меньше 1%, следует считать удовлетворительными (без сравнения с паспортными значениями).

2.2. Для приведения значения  $\text{tg} \delta$ , измеренного при монтаже, к температуре измерения  $\text{tg} \delta$  на заводе, необходимо пересчитать данные измерений с помощью коэффициента  $K_1$ , значения которого приведены в табл. П.5.3

Данные измерений  $\text{tg} \delta$  и  $R_{60}$  допускается пересчитывать по температуре для трансформаторов мощностью до 80 МВ·А и на напряжение до 150 кВ – при разности температур не более  $\pm 10^\circ\text{C}$ , для трансформаторов мощностью более 80 МВ·А на напряжение до 150 кВ и на напряжение 220 кВ и выше при разности температур не более  $\pm 5^\circ\text{C}$ .

Таблица П5.2

Наибольшие допустимые значения  $\text{tg} \delta$  изоляции обмоток трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно, залитых маслом (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Мощность трансформатора, кВ·А	Значение $\text{tg} \delta$ , % при температуре обмотки, $^\circ\text{C}$						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включительно	1,2	1,5	2,0	2,6	3,4	4,5	6,0
10 000 и более	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Примечание: Значения  $\text{tg} \delta$ , указанные в табл. п.5.2, относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

Таблица П5.3.

Значения коэффициента  $K_1$  для пересчета значений  $\text{tg} \delta$  (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Разность температур $t_2 - t_1$ , $^\circ\text{C}$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Значение $K_1$	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51	1,75	2,0	2,3

Примечания: 1. Значение  $K_1$  для разности температур, не указанной в табл. П. 5.3., определяется умножением соответствующих коэффициентов таблицы. Например:  $K_1$ , соответствующий разности температур  $8^\circ\text{C}$ , определяется следующим образом:  $K_1 = K_2 \cdot K_3 = 1,15 \cdot 1,09 = 1,25$ .

Пример пересчета. Измерение  $\text{tg} \delta$  изоляции производится по схеме ВН – БАК, НН. Данные заводского протокола:  $\text{tg} \delta_1 = 0,7\%$  при температуре измерения  $t_1 = 61^\circ\text{C}$ .

Данные монтажного протокола:  $\text{tg} \delta_2 = 0,8\%$  при температуре измерения  $t_2 = 58^\circ\text{C}$ . Разность  $t_2 - t_1 = 3^\circ\text{C}$ ;  $K_1 = 1,09$ .

Значение  $\text{tg} \delta$ , приведенное к температуре измерения на заводе,  $\text{tg} \delta = \text{tg} \delta_2 \cdot K_1 = 0,8 \cdot 1,09 = 0,87\%$ .

Значение  $\text{tg} \delta$  меньше 150% значения  $\text{tg} \delta$ , измеренного на заводе ( $0,7 \cdot 1,5 = 1,05\%$ ;  $0,87 < 1,05$ );

2.3. Значение  $R_{\text{от}}$  изоляции, измеренное при монтаже (при заводской температуре или приведенное к этой температуре), должно быть:

а) Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно, залитых маслом, - не менее значений, указанных в табл. П5.4.

б) Для трансформаторов на напряжение 110-500 кВ - не менее 50% значения, указанного в паспорте трансформатора.

2.4. Для приведения значения  $R_{\text{от}}$  измеренного при монтаже, к температуре измерения  $R_{\text{от}}$  на заводе, необходимо пересчитать данные измерения с помощью  $K_t$ , значения которого приведены в табл. П5.5.

2.5. Значение отношения  $R_{\text{от}}/R_{1,2}$  обмоток не нормируется, но должно учитываться при комплексном рассмотрении условий включения трансформатора в эксплуатацию и после капитального ремонта.

*Примечания:*

1. В тех случаях, когда характеристики изоляции отличаются от нормированных значений и отклонение их может быть объяснено факторами, не связанными с увлажнением, необходимо проверить влагосодержание образцов изоляции, установленных на активной части трансформатора, и возможность включения трансформатора без сушки должна быть согласована с заводом-изготовителем.

2. Во всех случаях, когда температура изоляции, измеренная при монтаже, отличается от температуры, указанной в паспорте, значение характеристик изоляции приводится к ближайшей из температур, указанных в паспорте.

Таблица П5.4.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции  $R_{\text{от}}$  обмоток трансформатора на напряжение до 35 кВ включительно, залитого маслом (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Мощность трансформатора, кВ·А	Значение $R_{\text{от}}$ , МОм, при температуре обмотки, °С.						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включительно	450	300	200	130	90	60	40
10000 и более	900	600	400	260	180	120	80

*Примечание:* Значения  $R_{\text{от}}$  относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

Таблица П5.5

Значения коэффициента  $K_t$  для пересчета значений  $R_{\text{от}}$  (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Разность температур, °С	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
Значение $K_t$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4



Пример расчета. Измерение  $R_{\text{ис}}$  производится по схеме III — БАК, ИИ. Данные заводского протокола:  $R_{\text{зв}} = 450$  МОм при температуре измерения  $t_2 = 61^\circ\text{C}$ .

Данные монтажного протокола:  $R_{\text{м}} = 420$  МОм при температуре измерения  $t_1 = 58^\circ\text{C}$ . Разность  $t_2 - t_1 = 3^\circ\text{C}$ ;  $K_2 = 1,13$ .

Значение  $R_{\text{ис}}$ , приведенное к температуре измерения по формуле,  $R_{\text{ис}} = 420 \cdot 1,13 = 372$  МОм.

Значение  $R_{\text{ис}} = 420 \cdot 1,13 = 372$  МОм больше 50% значения  $R_{\text{зв}}$  измеренного на заводе, которое равно  $450 \cdot 0,5 = 225$  МОм.

2.6. Необходимо учитывать влияние  $\text{tg} \delta$  масла, заливаемого в силовые трансформаторы, на  $\text{tg} \delta$  и  $R_{\text{ис}}$  изоляции.

Если  $\text{tg} \delta$  масла, залитого при монтаже в трансформатор ( $\text{tg} \delta_{\text{м}}$  %) находится в пределах, допустимых ГОСТом, но отличается от заводского значения, следует учитывать поправку, после чего окончательно решать вопрос о необходимости проведения дополнительных мероприятий по улучшению состояния изоляции.

Фактические значения  $\text{tg} \delta_{\text{ф}}$  и  $R_{\text{ис}}$  изоляции с учетом влияния  $\text{tg} \delta$  масла определяются по формуле:

$$\text{tg} \delta_{\text{ф}} = \text{tg} \delta_{\text{м}} - K (\text{tg} \delta_{\text{з}} - \text{tg} \delta_{\text{з}});$$

$$R_{\text{ис}} = R_{\text{исм}} \frac{\text{tg} \delta_{\text{з}}}{\text{tg} \delta_{\text{м}}},$$

где  $\text{tg} \delta_{\text{м}}$  и  $R_{\text{исм}}$  — измеренные значения  $\text{tg} \delta$  и  $R_{\text{ис}}$  изоляции;

$K$  — коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора и имеющей приближенное значение 0,45;

$\text{tg} \delta_{\text{з}}$  — значение  $\text{tg} \delta$  масла залитого при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента  $K_1$  табл. П5.6;

$\text{tg} \delta_{\text{м}}$  — значение  $\text{tg} \delta$  масла, залитого на заводе, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента  $K_1$  табл. П5.6.

Таблица П5.6

Значения коэффициента  $K_1$  для пересчета  $\text{tg} \delta$  масла (Норма испытаний электрооборудования, 1978г.)

Разность температур, °C	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Значение $K_1$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,64	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	6,2	7,5

Пример пересчета. Исходные данные — измеренные при монтаже и приведенные к заводской температуре  $55^\circ\text{C}$  значения  $\text{tg} \delta$  и  $R_{\text{ис}}$  и изоляции составляют 1,6 % и 420 МОм соответственно. Измеренные значения  $\text{tg} \delta$  масла составляют:

на заводе  $\text{tg}\delta'_{\omega_1} = 0,15\%$  (при  $20^\circ\text{C}$ )

при монтаже  $\text{tg}\delta'_{\omega_2} = 2,5\%$  (при  $70^\circ\text{C}$ )

Расчет фактического значения  $\text{tg}\delta$  и  $R_{\text{кр}}$  изоляции:

1. Заводское значение  $\text{tg}\delta$  масла приводится к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tg}\delta_{\omega_1} = K_1 \text{tg}\delta'_{\omega_1} = 4,15 \cdot 0,15 = 0,62\%$$

( $K_1 = 4,15$  по табл. П.5.6 и соответствует разнице температур  $\Delta t = 55 - 20 = 35^\circ\text{C}$ ).

2. Приводим монтажное значение  $\text{tg}\delta$  масла к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tg}\delta'_{\omega_2} = \frac{\text{tg}\delta'_{\omega_2}}{K_1} = \frac{2,5}{1,84} = 1,36\%$$

( $K_1 = 1,84$  по табл. П.5.6 и соответствует разнице температур  $\Delta t = 70 - 55 = 15^\circ\text{C}$ )

3. Определяется фактическое значение  $\text{tg}\delta$  изоляции:

$$\text{tg}\delta_f = \text{tg}\delta_{\omega_1} - K(\text{tg}\delta'_{\omega_2} - \text{tg}\delta_{\omega_1}) = 1,6 - 0,45 \cdot (1,36 - 0,62) = 1,27\%$$

4. Определяется фактическое значение  $R_{\text{кр}}$  изоляции:

$$R_{\text{кр}} = 420 \frac{1,36}{0,62} = 920 \text{ МОм.}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### Контроль состояния изоляции трансформаторов после капитального ремонта

Настоящее Приложение распространяется на условия введения в эксплуатацию после капитального ремонта силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов на напряжение до 500 кВ включительно.

1. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт с полной или частичной сменой обмоток или изоляции, подлежат сушке независимо от результатов измерения.

2. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт без смены обмоток или изоляции, могут быть включены в работу без подсушки или сушки при соблюдении условий пребывания активной части на воздухе в соответствии с требованиями Приложения 7, а также при соответствии показателей масла и изоляции обмоток требованиям настоящего Приложения.

3. Характеристики заливаемого масла и из бака трансформатора после капитального ремонта должны соответствовать требованиям раздела 25.

4. При заполнении трансформаторов маслом с иными характеристиками, чем у слитого до ремонта масла, может наблюдаться изменение сопротивления и  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток, что должно учитываться при комплексной оценке состояния изоляции трансформатора.

5. Измерения сопротивления и  $\text{tg}\delta$  изоляции должны производиться при одной и той же температуре, что и до ремонта или приводиться к этой температуре.

6. Измеренное после капитального ремонта значение  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток должно быть не более 150 % доремонтного значения и не выше значения, указанного в табл. Пб.1.

7. Измеренное после капитального ремонта значение  $R_{60}$  изоляции обмоток должно быть не менее 50 % доремонтного значения и не менее значения, указанного в табл. Пб.2.

8. Контрольная подсушка обмоток трансформатора производится в следующих случаях:

а) При появлении признаков увлажнения масла, установленных осмотром или измерениями на трансформаторе при проведении капитального ремонта;

б) Если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте превышает время, указанное в Приложении 7;

в) Если характеристики изоляции, измеренные при капитальном ремонте трансформатора, не соответствуют нормам данного Приложения.

Таблица Пб.1

Наименьшие допустимые значения  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток трансформатора в масле (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Характеристика трансформатора (напряжение и мощность)	Значение $\text{tg}\delta$ , %, при температуре обмотки, °С.						
	10	20	30	40	50	60	70
35 кВ мощностью более 10 000 кВ·А и напряжением 110-150 кВ независимо от мощности	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	10,0	14,0
220-500 кВ независимо от мощности	1,0	1,3	1,6	2,0	2,5	3,2	4,0

Примечание: Значения  $\text{tg}\delta$ , изоляции обмоток, указанные в табл. Пб.1 относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

на заводе  $\text{tg}\delta'_{\text{м}} = 0,15\%$  (при  $20^\circ\text{C}$ )

при монтаже  $\text{tg}\delta'_{\text{м}} = 2,5\%$  (при  $70^\circ\text{C}$ )

Расчет фактического значения  $\text{tg}\delta$  и  $R_{\text{от}}$  изоляции:

1. Заводское значение  $\text{tg}\delta$  масла приводится к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tg}\delta_{\text{м}} = K_1 \text{tg}\delta'_{\text{м}} = 4,15 \cdot 0,15 = 0,62\%$$

( $K_1 = 4,15$  по табл. П.5.6 и соответствует разнице температур  $\Delta t = 55 - 20 = 35^\circ\text{C}$ ).

2. Приводим монтажное значение  $\text{tg}\delta$  масла к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tg}\delta_{\text{м}} = \frac{\text{tg}\delta'_{\text{м}}}{K_1} = \frac{2,5}{1,84} = 1,36\%$$

( $K_1 = 1,84$  по табл. П.5.6 и соответствует разнице температур  $\Delta t = 70 - 55 = 15^\circ\text{C}$ )

3. Определяется фактическое значение  $\text{tg}\delta$  изоляции:

$$\text{tg}\delta_{\text{ф}} = \text{tg}\delta_{\text{м}} - K (\text{tg}\delta_{\text{м}} - \text{tg}\delta'_{\text{м}}) = 1,6 - 0,45 \cdot (1,36 - 0,62) = 1,27\%$$

4. Определяется фактическое значение  $R_{\text{от}}$  изоляции:

$$R_{\text{от}} = 420 \frac{1,36}{0,62} = 920 \text{ МОм.}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### Контроль состояния изоляции трансформаторов после капитального ремонта

Настоящее Приложение распространяется на условия введения в эксплуатацию после капитального ремонта силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов на напряжение до 500 кВ включительно.

1. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт с полной или частичной сменой обмоток или изоляции, подлежат сушке независимо от результатов измерения.

2. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт без смены обмоток или изоляции, могут быть включены в работу без подсушки или сушки при соблюдении условий пребывания активной части на воздухе в соответствии с требованиями Приложения 7, а также при соответствии показателей масла и изоляции обмоток требованиям настоящего Приложения.

3. Характеристики заливаемого масла и из бака трансформатора после капитального ремонта должны соответствовать требованиям раздела 25.

4. При заполнении трансформаторов маслом с иными характеристиками, чем у слитого до ремонта масла, может наблюдаться изменение сопротивления и  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток, что должно учитываться при комплексной оценке состояния изоляции трансформатора.

5. Измерения сопротивления и  $\text{tg}\delta$  изоляции должны производиться при одной и той же температуре, что и до ремонта или приводиться к этой температуре.

6. Измеренное после капитального ремонта значение  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток должно быть не более 150 % доремонтного значения и не выше значения, указанного в табл. Пб.1.

7. Измеренное после капитального ремонта значение  $R_{60}$  изоляции обмоток должно быть не менее 50 % доремонтного значения и не менее значения, указанного в табл. Пб.2.

8. Контрольная подсушка обмоток трансформатора производится в следующих случаях:

а) При появлении признаков увлажнения масла, установленных осмотром или измерениями на трансформаторе при проведении капитального ремонта;

б) Если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте превышает время, указанное в Приложении 7;

в) Если характеристики изоляции, измеренные при капитальном ремонте трансформатора, не соответствуют нормам данного Приложения.

Таблица Пб.1

Наименьшие допустимые значения  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток трансформатора в масле (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)

Характеристика трансформатора (напряжение и мощность)	Значение $\text{tg}\delta$ , %, при температуре обмотки, °С.						
	10	20	30	40	50	60	70
35 кВ мощностью более 10 000 кВ·А и напряжением 110-150 кВ независимо от мощности	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	10,0	14,0
220-500 кВ независимо от мощности	1,0	1,3	1,6	2,0	2,5	3,2	4,0

Примечание: Значения  $\text{tg}\delta$ , изоляции обмоток, указанные в табл. Пб.1 относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

Таблица П6.2

**Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции  $R_{\text{iso}}$  обмоток трансформатора в масле (Нормы испытания электрооборудования, 1978г.)**

Характеристика трансформатора (напряжение и мощность)	Значение $R_{\text{iso}}$ , МОм, при температуре обмотки, °С.						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включительно независимо от мощности	450	300	200	130	90	60	40
100 кВ независимо от мощности	900	600	400	260	180	120	80

*Примечание:* Значения  $R_{\text{iso}}$  указанные в табл. П.6.2 относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

9. Сушка обмоток трансформатора производится в следующих случаях:

а) Если контрольной подсушкой характеристики изоляции не приведены в соответствие с требованиями данного Приложения;

б) Если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте более чем в 2 раза превышает время указанное в Приложении 7.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7

### Условие пребывания активной части трансформатора на воздухе

1. Началом осмотра активной части считается:

а) Для трансформаторов, транспортируемых с маслом, начало слива масла;

б) Для трансформаторов, транспортируемых без масла, вскрытие крышки или любой заглушки.

2. Осмотр активной части или капитальный ремонт считаются законченными с момента герметизации бака или начала вакуумировки перед заливкой.

Кратковременное вскрытие какой-либо заглушки для установки термометра для измерения температуры при прогреве не учитывается при определении продолжительности ревизии.

3. Вводимые в эксплуатацию трансформаторы на напряжение до 35 кВ включительно осматриваются в соответствии с указаниями Инструкции ОАХ 458.003-70.

Трансформаторы на напряжение 35 кВ, проходящие капитальный ремонт, и все трансформаторы на напряжение 110- 500кВ при монтаже и капитальном ремонте осматриваются в соответствии с указаниями приведенными ниже.

4. Температура активной части в процессе осмотра должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха не менее, чем на 5°С и во всех случаях должна быть не ниже 10°С.

Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают выполнения этого требования, то трансформатор перед осмотром следует нагреть.

Температура активной части в процессе осмотра определяется любым термометром (кроме ртутного), устанавливаемым на верхнем ярие.

Температура точки росы окружающего воздуха в зависимости от его температуры и влажность определяются по табл. П.7.1. Относительная влажность воздуха определяется психрометром по разности показаний сухого и смачиваемого термометров по данным табл. П7.2.

5. Осмотр трансформатора должен производиться при устойчивой ясной погоде без осадков. Продолжительность работ, связанных с разгерметизацией бака, проводимых при соблюдении условий П7.4, не должна превышать:

для трансформаторов на напряжение до 35 кВ:

а) 24 ч при относительной влажности до 75 %

б) 16 ч при относительной влажности до 85 %;

для трансформаторов на напряжение до 110- 500 кВ:

а) 16 ч при относительной влажности до 75 %

б) 10 ч при относительной влажности до 85 %.

Если время осмотра трансформатора превышает указанное в данном пункте, но не более чем в 2 раза, то должна быть проведена контрольная подсушка трансформатора.

6. При относительной влажности окружающего воздуха более 85 % трансформатор допускается осматривать только в закрытом помещении или во временном (тепляке), где можно создать необходимые условия для осмотра.

7. При осмотре активной части трансформатора с продувкой сухим воздухом от установок типа «Суховей» продолжительность работ и условия их проведения определяются специальной инструкцией предприятия изготовителя.

Определение точки росы воздуха в зависимости от его температуры и относительной влажности  
(Гидрометеонздат, Ленинград)

Относительная влажность, %	Температура воздуха, °С																								
	0	5	10	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	
90	-1,0	3,5	8,5	13,3	14,3	15,7	16,4	17,3	18,2	19,2	20,3	21,3	22,1	23,3	24,2	25,1	26,0	27,1	28,2	29,1	30,1	31,0	31,8	33,0	
85	-2,0	2,5	7,5	12,4	13,3	14,3	15,2	16,4	17,3	18,3	19,3	20,3	20,9	22,2	23,1	24,2	25,0	25,8	27,0	28,2	29,1	29,8	30,9	31,7	
80	-3,0	1,8	6,5	11,0	12,2	13,2	14,3	15,2	16,1	17,2	18,3	19,3	20,3	21,1	22,1	22,8	23,3	24,9	25,3	27,0	28,0	29,0	29,8	30,5	
75	-3,5	0,8	5,8	10,2	11,3	12,2	13,3	14,3	15,3	16,3	17,2	18,3	19,3	20,2	21,0	22,0	22,8	23,8	24,8	26,0	26,8	27,8	28,6	29,5	
70	-4,4	-0,2	4,5	9,5	10,3	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	17,8	19,0	20,1	20,8	21,8	22,6	23,8	24,5	25,5	26,5	27,3	28,3	
65	-5,0	-1,0	3,4	8,3	9,0	10,0	10,9	11,8	12,7	13,8	14,8	15,7	16,6	17,7	18,7	19,6	20,3	21,3	22,3	23,2	24,2	25,3	26,1	26,8	
60	-6,8	-2,0	2,8	7,0	8,0	8,6	9,8	10,5	11,5	12,4	13,4	14,4	15,4	16,4	17,3	18,2	19,1	20,1	21,3	22,4	22,8	23,7	24,6	25,4	
55	-7,5	-3,8	1,0	5,7	6,5	7,5	8,3	9,8	10,2	11,0	11,8	13,0	13,9	14,8	15,8	16,8	17,6	18,6	19,7	20,5	21,4	22,3	23,4	23,9	
50	-8,5	-4,3	-0,5	4,3	5,0	6,0	6,8	7,8	8,6	9,5	10,5	11,5	12,4	13,2	14,3	15,4	16,0	17,0	17,9	19,3	19,8	20,7	21,5	22,3	
45	-9,8	-5,5	-1,8	2,5	3,5	4,5	5,8	6,1	7,0	8,0	8,8	9,7	10,6	11,5	12,4	13,3	14,3	15,2	16,1	17,0	18,0	18,9	19,8	20,5	
40	-11,0	-7,0	-3,8	1,0	1,8	2,4	3,5	4,4	5,3	6,3	7,0	8,0	8,9	9,8	10,5	11,5	12,2	13,3	14,2	15,3	16,0	17,2	17,9	18,5	
35	-12,8	-9,0	-4,5	-1,0	-0,3	0,8	1,5	2,4	3,2	4,3	5,0	6,0	6,9	7,6	8,5	9,5	10,3	11,0	11,8	13,3	13,5	14,8	15,5	16,3	
30	-14,5	-10,5	-6,5	-3,0	-2,0	-1,5	-0,5	0,5	1,0	2,0	3,0	3,5	4,5	5,5	6,3	7,0	8,0	8,6	9,5	10,3	11,0	12,0	13,3	13,8	
25	-16,5	-13,0	-9,0	-4,8	-4,3	-3,5	-3,0	-2,3	-1,5	-0,7	0	1,0	1,8	2,5	3,5	4,3	5,0	6,0	6,9	7,6	8,5	9,3	10,0	10,7	
20	-19,0	-15,3	-11,8	-8,0	-7,0	-6,5	-5,5	-4,8	-4,3	-3,5	-3,0	-2,0	-1,2	-0,3	0	1,0	2,0	2,5	3,0	4,5	5,0	6,0	6,5	7,3	

232

Таблица П 7.2

Психрометрическая таблица для определения относительной влажности воздуха комнатным психрометром при температуре от 0 до 25° С (Гидрометеонздат, Ленинград)

Показание смачиваемого термометра, °С	Относительная влажность воздуха, %, при разности показаний сухого и смачиваемого термометров, °С																				
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
0	100	90	81	73	64	57	50	44	36	31	26	20	16	11	7	3	-	-	-	-	-
1	100	90	82	74	66	59	52	45	39	34	29	23	19	16	11	7	-	-	-	-	-
2	100	90	81	75	67	61	54	47	42	35	31	26	23	18	14	10	-	-	-	-	-
3	100	90	81	76	69	63	56	49	44	39	34	29	26	21	17	13	10	-	-	-	-
4	100	90	84	77	70	64	57	51	46	41	36	32	28	24	20	16	14	11	-	-	-
5	100	90	85	78	71	65	59	54	48	43	39	34	30	27	23	19	17	13	10	-	-
6	100	90	85	79	72	66	61	56	50	45	41	35	33	29	26	22	19	16	13	10	-
7	100	90	86	80	73	67	62	57	52	47	43	39	35	31	28	25	22	18	15	12	11
8	100	90	86	80	74	68	63	58	54	49	45	41	37	33	30	27	25	21	18	15	14
9	100	90	87	81	75	70	65	60	55	51	47	43	39	35	32	29	27	24	21	18	17
10	100	90	87	81	76	71	66	61	57	53	48	45	41	38	34	31	28	26	23	21	19
11	100	90	87	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20
12	100	90	87	82	78	73	68	63	58	56	52	48	44	42	38	35	32	30	27	25	22
13	100	90	87	83	79	74	69	64	61	57	53	50	46	43	40	37	34	32	29	27	24
14	100	90	87	83	80	75	70	65	62	58	54	51	47	45	41	39	36	34	31	29	26
15	100	90	87	84	80	75	71	67	63	59	55	52	49	46	43	41	37	35	33	31	28

233



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
16	100	95	90	84	80	76	72	67	65	60	57	53	50	48	44	42	39	37	34	32	30
17	100	95	90	84	81	76	73	68	65	61	58	54	52	49	46	44	40	39	36	34	31
18	100	95	90	85	81	76	74	69	66	62	59	56	53	50	47	45	42	40	37	35	33
19	100	95	91	85	82	77	74	70	66	63	60	57	54	51	48	46	43	41	39	37	34
20	100	95	91	86	82	78	75	71	67	64	61	58	55	53	49	47	44	43	40	38	36
21	100	95	91	86	83	79	75	71	68	65	62	59	56	54	51	49	46	44	41	38	37
22	100	95	91	87	83	79	76	72	69	65	63	60	57	55	52	50	47	45	42	40	38
23	100	96	91	87	83	80	76	72	69	66	63	61	58	56	53	51	48	46	43	41	39
24	100	96	92	88	84	80	77	73	70	67	64	62	59	56	53	52	49	47	44	42	40
25	100	96	92	88	84	81	77	74	70	68	65	63	59	58	54	52	50	47	45	44	42

234

**НОРМЫ ХАРАКТЕРИСТИК МАСЛЯНЫХ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ**  
(согласно инструкций заводов-изготовителей)

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Таблица П.8.1

Нормы характеристик масляных выключателей серии МКП

Характеристика	Норма характеристики выключателя								
	МКП- 76 с приводами ПВМ-14Б, ПВС-150Б ПС-30	МКП- 35 с приводом ШПС- 30	МКП- 35-1000 с приводом ШПЭ- 2	МКП- 35-1500, МКП- 35- 1000- 25 с приводом ШПЭ- 31	МКП- 160 с приводом ШПС-30Б	МКП- 160П с приводом ШПС-30П	МКП- 180 с приводом ПВМ-108	МКП- 274 с приводом ПВМ-108	МКП- 274 П с приводом ШПС-30П
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.Собственное время отключения (от подачи команды до размыкания контактов), с.	0,1	0,05	0,05	0,05	0,07	0,07	-	0,08	0,08
2.Время отключения (от подачи команды до остановки траверсы), с.	0,25	0,2	-	-	0,35	0,35	-	0,35	0,35
3.Собственное время включения (от подачи команды до замыкания контактов), с.	0,45	0,38 - 0,43	0,38 - 0,43	0,3 - 0,4	0,8	0,8	-	1,5	1,5
4.Время включения (от подачи команд до остановки траверсы), с.	0,5	0,40 - 0,45	-	-	0,85	-	-	1,55	1,55
5.Наименьшая бесконтактная пауза цикла АПВ (от размыкания контактов при отключении до повторного замыкания при включении), с.	-	-	0,5 - 0,6	0,5 - 0,6	-	-	-	-	-
6.Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с:									
в момент размыкания	1,3	1,5 - 1,7	2 ± 0,3	2 ± 0,3	1,65 ± 0,1	1,65 ± 0,1	-	3,1	3,1
в момент выхода стержней из клиньев	-	-	3,2 ± 0,3	3,2 ± 0,3	2,15 ± 0,3	2,15 ± 0,3	-	-	-

235

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
наибольшая подвижная контактов при включении, м/с:	2,9	2,8-3,5	2,9-3,7	3,3±0,3	2,75±0,25	2,75±0,25	2,2	4,6	4,6
в момент замыкания контактов	1,7	1,5-2,1	1,7-2,5	1,8-2,6	-	-	-	-	-
наибольшая	2,3	2,0-2,5	2,1-2,9	2,1-2,9	3	3	-	2	2
Н. Полный ход контактов, мм	406 <sub>у</sub> <sup>4</sup>	280 <sub>10</sub>	275 <sub>10</sub> <sup>4</sup>	275 <sub>10</sub> <sup>3</sup>	864 <sub>20</sub> <sup>10</sup>	864 <sub>20</sub> <sup>10</sup>	945 <sub>20</sub> <sup>10</sup>	1160±25	1160±25
9. Ход подвижных контактов после их замыкания с неподвижными (вжим), мм	16±2	16±1	16±1	16±1	16±2	16±2	16±2	16±2	16±2
10. Полный ход контактов в камере, мм	-	166±5	166±5	216±5	-	-	-	-	-
11. Разновременность размыкания и замыкания контактов, мм:									
полюса	2,3	4	2	2	2	2	2	2	2
выключателя	-	-	4	4	-	-	-	-	-
12. Сопротивление постоянному току токоведущего контура полюса, мкОм, не более	300	300	250	250	800	800	800	800	800

Примечание 11. Скоростные и временные характеристики действительны для выключателей (кроме МКП-35-1000-25), заполненных маслом, при номинальном напряжении оперативного тока и окружающей температуре от 10 до 20 °С. В эксплуатации указанные в таблице значения характеристик (без допусков) могут изменяться в пределах до ± 20%.

2. При наличии масла в баках выключателей МКП-35-1000-25 и температуре от 15 до 20 °С скорости могут уменьшаться на 10 % при включении и на 20 % - при отключении, а временные характеристики могут возрасти соответственно на 0,1 и на 0,001-0,003 с.

236

Нормы характеристик масляных выключателей серий С и У на напряжение 35 кВ

Таблица П 8.2

Характеристика	Напряжение на зажимах электромагнитов, % $U_{\text{ном}}$	Норма характеристики выключателя					У-35-2500, У-35-2000- 40 с приводом	Примечание	
		С-35-630-10 с приводом ШПЭ-11Б	С-35М-630-10 с приводом		С-35-3200-50 с приводом				
			ШПЭ-12	ПП-67	ШПЭ-38	ШПВ-35			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. Собственное время отключения (от подачи команды до размыкания контактов), с, не более	65	0,07	0,07	-	0,06 ± 0,005	0,06 ± 0,005	-	Без масла и с маслом То же	
	100	0,05	0,05	0,12	0,05 ± 0,005	0,05 ± 0,005	0,05		
	120	0,05	0,05	-	0,05 ± 0,005	0,05 ± 0,005	-		
2. Собственное время включения (от подачи команды до замыкания контактов), с	80	0,38 ± 0,04	0,34 - 0,42	-	0,65 ± 0,05	0,4 ± 0,05	-	» » »	
	100	0,3 ± 0,04	0,3 ± 0,04	не более 0,4	0,60 ± 0,04	0,4 ± 0,05	0,38 ± 0,04		
	110	0,28 ± 0,04	0,24 - 0,32	-	0,50 ± 0,04	0,4 ± 0,05	-		
3. Наименьшее время бесконтактной паузы АПВ, с	-	0,7	0,7	0,45 - 0,55	0,7	0,7	0,6	»	
4. Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с:									
	в момент размыкания контактов	100	1,2 ± 0,2	1,0 - 1,4	1,0 - 1,4	1,8 ± 0,2	1,8 ± 0,2	-	Без масла
	в момент выхода контактов из камеры	100	1,0 ± 0,2	-	-	1,7 ± 0,2	1,7 ± 0,2	1,8 ± 0,3	С маслом
	наибольшая	100	-	-	-	2,3 ± 0,3	2,3 ± 0,3	-	Без масла
5. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с:									
	в момент замыкания контактов	80(85)	2,5 ± 0,3	2,2 - 2,8	-	2,4 ± 0,2	3,3 ± 0,3	2,8 ± 0,3	Без масла
		100	2,2 ± 0,3	-	-	2,2 ± 0,2	2,65 ± 0,2	-	С маслом
		100	3,1 ± 0,3	2,8 - 3,4	1,0 - 2,0	3,0 ± 0,3	3,4 ± 0,3	-	Без масла
	110	2,7 ± 0,3	-	-	2,7 ± 0,4	2,7 ± 0,3	3,2 ± 0,3	С маслом	
	110	3,3 ± 0,3	3,0 - 3,6	-	-	-	-	Без масла	
		2,8 ± 0,3	-	-	3,0 ± 0,4	2,8 ± 0,3	3,5 ± 0,3	С маслом	

237

1	2	3	4	5	6	7	8	9
в момент подхода контактов в камере	80(85)	-	-	-	$0,6 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$	без масла
	100	-	-	-	$0,6 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$	-	С маслом
	110	-	-	-	$0,7 \pm 0,2$	$1,2 \pm 0,2$	$1,1 \pm 0,2$	без масла
		-	-	-	$0,7 \pm 0,2$	$1,2 \pm 0,2$	$1,1 \pm 0,2$	С маслом
наибольшая	80(85)	$2,5 \pm 0,3$	2,2 - 2,8	-	$0,8 \pm 0,2$	$1,3 \pm 0,3$	$1,1 \pm 0,3$	С маслом
	100	$2,2 \pm 0,3$	-	-	$2,6 \pm 0,3$	$3,3 \pm 0,3$	$2,8 \pm 0,3$	без масла
		$3,1 \pm 0,3$	2,8 - 3,4	1,0 - 2,0	$2,2 \pm 0,3$	$3,0 \pm 0,3$	-	С маслом
	110	$2,7 \pm 0,3$	-	-	$3,0 \pm 0,3$	$3,4 \pm 0,3$	$3,2 \pm 0,3$	без масла
		$3,3 \pm 0,3$	3,0 - 3,6	-	$2,7 \pm 0,4$	$3,2 \pm 0,3$	$3,2 \pm 0,3$	С маслом
6. Полный ход подвижных контактов, мм	-	225-237	225-237	$230 \cdot 10^{-3}$	$285 \pm 5$	$285 \pm 5$	$275 \cdot 10^{-3}$	-
7. Ход подвижных (неподвижных) контактов в неподвижных (подвижных), мм	-	$12 \pm 1$	9-11	$10 \pm 1$	$20 \pm 1$	$20 \pm 1$	$10 \pm 1$	-
8. Одновременность замыкания контактов в пределах, мм:	-	1	1	1	1	1	2	-
	-	4	4	4	4	4	4	-
9. Сопротивление постоянному току токоведущего контура, мкОм, не более:	-	310	310	310	55	55	115	-
	-	-	Согласно данным заводских инструкций		35	35	Согласно данным заводских инструкций	-
одной камеры подвижных контактов	-	-	-	-	14	14	7	-

238

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10. Наименьшее напряжение на зажимах электромагнитов, В:	-	80/160	80/160	80/160	75/150	60/120	130	-
		отключения	65/130	65/130	65/130	60/120		
11. Сопротивление постоянному току обмоток электромагнитов, Ом:	-	$0,54 \pm 0,02$ (110В)	$0,54 \pm 0,02$ (110В)	-	$0,45 \pm 0,02$ (одной секции)	$11 \pm 0,88$ (110В)	$0,45 \pm 0,02$ (одной секции)	-
		$2,18 \pm 0,09$ (220В)	$2,18 \pm 0,09$ (220В)	-	То же	$44 \pm 3,5$ (220В)	То же	
		отключения (одной секции)	$44 \pm 3,5$	$44 \pm 3,5$	-	$22 \pm 1,75$	$11 \pm 0,88$ (110В) $44 \pm 3,5$ (220В)	

Примечания: 1. Временные и скоростные характеристики действительны при температуре окружающего воздуха от 10 до 20 °С.

2. Скорости движения контактов при включении выключателей С-35-3200-50 с приводом ШПВ-35 (п. 5 графы 7) указаны при различных значениях давления Р сжатого воздуха (18, 20 и 22 кг/см<sup>2</sup>).

239

Нормы характеристик частичных выключателей серии МКП (последних выпусков)

Характеристика	Напряжение на динках электромагнитов, % Уном	Нормы характеристики выключателя							Примечание	
		МКП-110М-1000/630-20 (МКП-110-1000/630-20) с приводом ШПЭ-33	МКП-110МП с приводом ШПЭ-31	МКП-110-5П с приводом ШПЭ-37	МКП-110-5П с приводом ШПЭ-34	МКП-220-3,5 с приводом ШПЭ-42	МКП-220-5 с приводом ШПЭ-42	МКП-220-7 с приводом ШПЭ-44		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1. Собственное время отключения (от подачи команды до размыкания главных контактов камеры), с, не более	65	0,075	0,06-0,08	0,06-0,08	0,06-0,07	0,05-0,07	0,05-0,07	0,05-0,07	Без масла и с маслом То же	
	100	0,05	0,04-0,05	0,04-0,05	0,045-0,055	0,03-0,04	0,03-0,04	0,03-0,04		
	120	0,05	0,035-0,045	0,04-0,05	0,045-0,055	0,03-0,04	0,02-0,03	0,02-0,03	//	
2. Собственное время включения (от подачи команды до замыкания главных контактов), с, не более	80(85)	0,75	0,6-0,8	0,8-1,0	0,5-0,6	0,7-0,8	0,7-0,8	0,7-0,8	//	
	100	0,6	0,5-0,6	0,75-0,85	0,4-0,5	0,6-0,7	0,6-0,7	0,6-0,7	//	
	110	0,55	0,4-0,6	0,7-0,8	0,35-0,45	0,5-0,6	0,5-0,6	0,5-0,6	//	
3. Наименьшее время АПВ (от подачи команды на отключение до повторного замыкания контактов главной цепи), с	100	0,7-0,8	0,5-0,6	0,7-0,9	0,5-0,6	1,2	1,2	1,2	//	
4. Скорость движения подвижных контактов (траверсы), при отключении, м/с:										
	при замыкании внутренних контактов камеры:	100	1,5±0,2	1,5±0,2	1,6±0,3	1,4±0,2	1,5±0,2	1,5±0,2	1,5±0,2	Без масла и с маслом
	при размыкании подвижных контактов с наружными:	100	2,7±0,3	2,7±0,3	4,0±0,3	3,6±0,3	3,0±0,3	3,0±0,3	3,0±0,3	Без масла
	наибольшая	100	2,3±0,3	2,3±0,3	3,0±0,3	2,8±0,3	2,8±0,3	2,8±0,3	2,8±0,3	С маслом
	100	3,7±0,4	3,4±0,4	4,4±0,4	4,5±0,4	4,5±0,4	4,5±0,4	4,5±0,4	Без масла	
	100	2,6±0,3	2,7±0,4	3,3±0,3	3,2±0,4	3,2±0,4	3,2±0,4	3,2±0,4	С маслом	

Продолжение таблицы П 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
5. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с:										
	в момент замыкания внутренних контактов камеры	80(85)	1,9±0,3	1,4±0,3	1,3±0,5	1,8±0,3	2,7-3,0	2,7-3,0	2,7-3,0	Без масла
			1,7±0,3	1,2±0,3	1,1±0,3	1,0±0,3	2,2-2,5	2,2-2,5	2,2-2,5	С маслом
		100	2,3±0,3	2,0±0,3	2,1±0,3	2,2±0,3	3,0-3,3	3,0-3,3	3,0-3,3	Без масла
			2,0±0,3	1,8±0,3	1,6±0,3	1,3±0,3	2,4-2,7	2,4-2,7	2,4-2,7	С маслом
		110	2,5±0,3	2,2±0,3	2,3±0,3	2,4±0,3	3,2-3,5	3,2-3,5	3,2-3,5	Без масла
			2,1±0,3	1,9±0,3	1,8±0,3	1,7±0,2	2,7-3,0	2,7-3,0	2,7-3,0	С маслом
	в момент замыкания подвижных контактов с наружными	80(85)	3,3±0,4	2,4±0,4	3,6±0,4	4,5±0,4	-	-	-	Без масла
			3,0±0,4	2,2±0,4	3,3±0,4	4,0±0,4	-	-	-	С маслом
		100	3,7±0,4	3,3±0,4	4,0±0,4	5,0±0,4	-	-	-	Без масла
			3,4±0,4	3,0±0,4	3,6±0,4	4,6±0,4	-	-	-	С маслом
		110	4,0±0,4	3,6±0,4	4,2±0,4	5,4±0,4	-	-	-	Без масла
		3,6±0,4	3,2±0,4	3,9±0,4	4,8±0,4	-	-	-	С маслом	
наибольшая	80(85)	3,3±0,4	3,2±0,4	3,6±0,4	4,5±0,4	4,1-4,5	4,1-4,5	4,1-4,5	Без масла	
		3,0±0,4	3,0±0,4	3,3±0,4	4,0±0,4	3,6-4,0	3,6-4,0	3,6-4,0	С маслом	
	100	3,7±0,4	3,8±0,4	4,0±0,4	5,0±0,4	4,6-5,0	4,6-5,0	4,6-5,0	Без масла	
		3,4±0,4	3,5±0,4	3,6±0,4	4,6±0,4	4,0-4,4	4,0-4,4	4,0-4,4	С маслом	
	110	4,0±0,4	4,2±0,4	4,2±0,4	5,4±0,4	5,0-5,4	5,0-5,4	5,0-5,4	Без масла	
		3,6±0,4	3,7±0,4	3,9±0,4	4,8±0,4	4,4-4,8	4,4-4,8	4,4-4,8	С маслом	
6. Полный ход контактной траверсы, мм		500 <sub>10</sub> <sup>±0,5</sup>	510 <sub>10</sub> <sup>±0,5</sup>	500±10	500±10	800 <sub>10</sub> <sup>±0,5</sup>	800 <sub>10</sub> <sup>±0,5</sup>	800 <sub>10</sub> <sup>±0,5</sup>	В скобках приведены данные для выключателя МКП-110-1000/630-20	
7. Ход подвижных контактов после их замыкания с неподвижными (вжм), мм		7-9	7-10	7-10	7-10	7-10	7-10	7-10		
		83±1	83±2	101±2	101±2	90±2	101±2	101±2		
8. Полный ход штифта дугогасительных камер, мм										
9. Угол поворота вала, град.		65	65			55-60	55-60	55-60		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
10. Рабочая частота замыкания и размыкания контактов одной камеры, мГц	-	1	1	1	1	1	1	1	-	
11. Сопротивление постоянному току шунта каждой камеры, Ом	-	750 <sup>±20</sup>	750 <sup>±20</sup>	-	-	1500	10000 <sup>±2</sup> ±1500	10000 <sup>±2</sup> ±1500	-	
12. Сопротивление постоянному току токоведущего контура, мкОм: полюса	-	1200 [630 A] 750 [1000 A]	1600- 1800 [600 A] 650-800 [1000 A]	800	800	1200	1200	1200	В квадратной скобке приведены значения номинального тока выключателя То же	
полюса без выводов	-	890 [600 A] 470 [1000 A]	1200 [600 A] 500 [1000 A]	500	500	600	600	600		
одной камеры	-	400 [600 A] 200 [1000 A]	540 [600 A] 200 [1000 A]	200	200	-	-	-		#
подвижных контактов	-	50 [60/120]	80 [60/120]	50	50	-	-	-		//
13. Наименьшее отключающее напряжение, В, не более	-	60/120	60/120	60/120	60/120	67,5/135	67,5/135	67,5/135	Без масла и с маслом В числителе для Uном = 110 В, в знаменателе для Uном = 220 В	

242

Продолжение таблицы П 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14. Наименьшее включающее напряжение, В, не более	-	75/150	75/150	75/150	75/150	77,5/155	77,5/155	77,5/150	То же
15. Сопротивление постоянному току одной секции обмоток, Ом: включения	-	0,45±4%	1,3±4%	0,46±4%	-	-	-	0,46±4%	-
отключения	-	22±8%	22±8%	22±8%	22±8%	22±8%	22±8%	22±8%	-

**Примечание:**

1. Скоростные и временные характеристики действительны при температуре 10-30°C.
2. В п.14 приведены заводские нормы, в эксплуатации значения включающего напряжения могут быть выше заводских норм при условии соблюдения требований п. 8.10 Норм.

243

Нормы характеристик масляных выключателей серии У на напряжения 110-220 кВ

Характеристика	Напряжение на зажимах электромагнитов, % Уном	Нормы характеристик выключателя							Примечание
		У-110-И с приводом ШПЗ-44, У-110-2000-40У1 с приводом ШПЗ-	У-110-2000-50 с приводом		У-220-1000/2000-25 с приводом		У-220-2000-40 с приводом		
			ШПЗ-46-П	ШПВ-46П	ШПЗ-44-П	ШПВ-45П	ШПЗ-46-1	ШПВ-46П	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Собственное время отключения (от подачи команды до размыкания контактов камеры), с, не более	65	0,08	0,055	0,055	0,05 <sup>max</sup>	0,05±0,01	0,045 <sup>max</sup>	0,045 <sup>max</sup>	Без масла и с маслом
	100	0,06	0,05	0,05	0,04 <sup>max</sup>	0,04±0,01	0,04 <sup>max</sup>	0,04 <sup>max</sup>	Без масла
		0,06	0,05	0,05	0,04 <sup>max</sup>	0,04±0,01	0,04 <sup>max</sup>	0,04 <sup>max</sup>	С маслом
	120	0,06	0,045	0,045	0,03 <sup>max</sup>	0,03±0,01	0,04 <sup>max</sup>	0,04 <sup>max</sup>	Без масла
0,06		-	-	0,03 <sup>max</sup>	0,03±0,01	0,04 <sup>max</sup>	0,04 <sup>max</sup>	С маслом	
2. Собственное время включения (от подачи команды до замыкания контактов), с	80(85)	0,9	-	0,37	0,8 <sup>max</sup>	-	1,1 <sup>max</sup>	-	Без масла
	100	0,9	-	-	0,8 <sup>max</sup>	0,45	1,1 <sup>max</sup>	0,33 <sup>max</sup>	С маслом
		0,8	0,85	-	0,7 <sup>max</sup>	-	0,9 <sup>max</sup>	-	Без масла
	110	0,8	0,8	0,35	0,7 <sup>max</sup>	0,4	0,9 <sup>max</sup>	0,31±0,04	С маслом
0,7		-	-	0,6 <sup>max</sup>	-	-	-	Без масла	
3.1. Наименьшее время бесконтактной паузы АПВ, с	-	0,9	0,9	0,7	0,9	0,6	1,1	0,46±0,04 (при P=16 кг/см <sup>2</sup> )	С маслом
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. Скорость движения подвижных контактов, при отключении, м/с: при замыкании внутренних контактов камеры; при размыкании подвижных контактов с наружными контактами камер; наибольшая	100	1,6±0,3	2,4±0,2	2,4±0,2	1,6±0,3	1,6±0,3	2,4±0,2	2,4±0,2	Без масла
		1,6±0,3	2,3±0,2	2,3±0,2	1,6±0,3	1,6±0,3	2,2±0,2	2,2±0,2	С маслом
	100	4,0±0,4	3,9±0,4	3,9±0,4	3,6±0,3	3,6±0,3	4,5±0,3	4,5±0,3	Без масла
		3,2±0,3	3,4±0,4	3,4±0,4	3,0±0,3	3,0±0,3	3,0±0,3	3,0±0,3	С маслом
100	4,4±0,4	4,3±0,5	4,3±0,5	4,8±0,4	4,8±0,4	5,4±0,5	5,4±0,5	Без масла	
	3,5±0,3	3,5±0,4	3,5±0,4	3,4±0,4	3,4±0,4	3,4±0,4	3,3±0,3	3,3±0,3	С маслом

Продолжение таблицы П.Р.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
5. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с: в момент замыкания внутренних контактов камеры; в момент замыкания подвижных контактов с наружными; наибольшая	85	1,3±0,3	1,2±0,2	2,6±0,3	2,3±0,4	-	1,7±0,2	-	Без масла	
		1,2±0,2	1,2±0,2	2,1±0,3	1,9±0,4	2,4±0,4	1,3±0,2	2,3±0,2	С маслом	
		1,8±0,2	1,6±0,2	-	2,5±0,4	-	2,0±0,2	-	Без масла	
	100	1,6±0,2	1,4±0,2	2,4±0,3	2,3±0,4	2,6±0,4	1,5±0,2	2,7±0,2	С маслом	
		-	2,0±0,2	-	-	-	-	-	-	Без масла
		1,8±0,2	1,7±0,2	2,6±0,3	2,5±0,4	2,8±0,4	2,1±0,2	2,9±0,2	С маслом	
	85	3,2±0,4	2,9±0,3	4,1±0,4	4,0±0,4	-	3,6±0,3	-	Без масла	
		3,0±0,4	2,7±0,3	3,8±0,4	3,6±0,4	4,6±0,4	3,3±0,3	4,5±0,3	С маслом	
		3,5±0,4	3,1±0,3	-	4,6±0,4	-	4,0±0,3	-	Без масла	
	100	3,3±0,4	2,8±0,3	4,0±0,4	4,2±0,4	4,8±0,4	3,7±0,3	4,7±0,3	С маслом	
		-	3,2±0,3	-	-	-	-	-	-	Без масла
		3,5±0,4	3,0±0,3	4,2±0,4	4,4±0,4	5,0±0,4	4,1±0,3	5,0±0,3	С маслом	
85	3,2±0,4	2,9±0,3	4,1±0,4	4,0±0,4	-	3,8±0,3	-	Без масла		
	3,0±0,4	2,7±0,3	3,8±0,4	3,6±0,4	4,6±0,4	3,6±0,3	4,7±0,3	С маслом		
	3,5±0,4	3,1±0,3	-	4,6±0,4	-	4,2±0,3	-	Без масла		
100	3,3±0,4	2,8±0,3	4,0±0,4	4,2±0,4	4,8±0,4	4,0±0,3	4,9±0,3	С маслом		
	-	3,2±0,3	-	-	-	-	-	-	Без масла	
	3,5±0,4	3,0±0,3	4,2±0,4	4,4±0,4	5,0±0,4	4,3±0,3	5,2±0,3	С маслом		
6. Полный ход контактной траверсы, мм	-	500±10	485±10	485±10	800 <sub>15</sub> <sup>±5</sup>	800 <sub>15</sub> <sup>±5</sup>	730±10	730±10	-	
7. Ход подвижных контактов после их замыкания с неподвижными (вжм), мм	-	10±1	20±1	20±1	8 <sub>1</sub> <sup>±2</sup>	8 <sub>1</sub> <sup>±2</sup>	20±1	20±1	-	
8. Полный ход штанг дугогасительных камер, мм	-	150	165±1	165±1	101±2	101±2	165±1	165±1	-	
9. Разновременность замыкания и размыкания контактов одной камеры, мм	-	1	1	1	1	1	1	1	-	
10. Спрогнание постоянному току шунта каждой камеры, Ом	-	750±20	-	-	-	-	-	-	-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11. Сопротивление постоянному току токоведущего контура, мкОм: полюса	-	800	360 (375)*	360 (375)*	560	560	450	450	-
полюса без вводов одной камеры	-	500	235	235	440	440	320	320	-
подвижных контактов	-	200	90	90	190	190	150	150	-
12. Наименьшее отключающее напряжение, В, не более	-	60/120	60/120	60/120	65/130	65/130	65/130	65/130	Без масла и с маслом
13. Наименьшее включающее напряжение, В, не более	-	150	120	71,5/143 P=15 кгс/см <sup>2</sup>	77,5/155	80/160 P=12 кгс/см <sup>2</sup>	160	80/160 P=12 кгс/см <sup>2</sup>	-
14. Сопротивление постоянному току одной секции обмоток, Ом: включения	-	0,46±4%**	0,34±4%	11/44±8%	0,46±4%	22±8%	0,4±4%	22±8%	-
отключения	-	4±8%	5,5 (или 22)±8%	5,5 (или 22)±8%	22±8%	22±8%	11±8%	11±8%	-

\*В скобках приведена норма для выключателей с усиленной изоляцией вводов.

\*\*Электромагнит включения выключателя У-110-Я имеет односекционную катушку.

Примечание: 1. Сипровтные и временные характеристики действительны при температуре окружающего воздуха 10-20°C.

2. В п. 13 приведены заводские нормы, в эксплуатации значения включающего напряжения могут быть выше заводских норм при условии соблюдения требований п.8.10 Норм. В скобках (графы 5, 7 и 9) указано наименьшее давление срабатывания пневмоприводов.

3. Временные и скоростные характеристики выключателя У-110-2000-50 с приводом ШПЭ-46-П (графа 4, пп. 2 и 4) приведены для следующих значений напряжения на зажимах электромагнита включения: 165, 187 и 200 В.

4. Временные и скоростные характеристики выключателя У-110-2000-50, У-220-1000/2000-25 и У-220-2000-40 с пневмоприводами ШПВ-46-П, ШПВ-45П, ШПВ-46П соответственно (графы 5, 7 и 9, пп. 2 и 4) указаны при давлении сжатого воздуха 18, 20 и 22 кгс/см<sup>2</sup>.

Нормы характеристики масляных выключателей серий ВЛ1 и ВБ

Таблица П.8.5

Характеристика	Норма характеристики выключателей:							
	ВМ-14 с приводами ПМ-11, ПМДМ-11, ПРТ-11, ПРБА, АПВГ-2, ГП-125, ПС-10	ВМ-16 с приводами ПМ-11, ПМДМ-11, ПРТ-11, КАМ-11, АПВГ-2, ГП-125, ПС-10	ВМ-22 с приводами ГП-125, ПС-20, КАМ-111, АПВГ-2	ВМ-23 с приводами ГП-125, ПС-20	ВМ-35 с приводами ПРБА-400, ПРБА-500	ВМД-35М с приводами ШПЭ-11, ШПС-10	ВБ-35-600 с приводами ПРБА-400, ПРБА-500	ВБД-35-600 с приводом ШПЭ-11
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Собственное время отключения (до размыкания контактов), с, не более	-	0,12	0,15	0,15	0,06	0,06	0,06	0,06
2. Время отключения (до останова траверсы), с	-	0,14	0,20	0,20	-	-	-	-
3. Собственное время включения (до замыкания контактов), с, не более	-	0,24	0,22-0,24	0,28	-	0,35	-	0,35
4. Время включения (до остановки контактов), с	-	0,22-0,26	0,25-0,26	0,32	0,27	-	-	-
5. Наименьшее время цикла АПВ (от подачи команды на отключение до повторного замыкания), с	-	-	-	-	-	-	-	0,3-0,35
6. Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с: в момент размыкания	-	1,24	1,5	1,75	0,9-1,3	0,9-1,3	0,9-1,3	0,9-1,3
в момент выхода из камеры	-	-	-	-	2,4-2,8	2,7-3,3	2,4-2,8	2,7-3,3
наибольшая	-	1,8 (200 А) 2,2 (600 А)	-	-	2,5-2,9	2,8-3,4	2,5-2,9	2,8-3,4
7. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с: в момент замыкания	-	-	1,75 (600 А) 1,6 (1000, 1500 А)	1,8	-	1,9-2,5	-	1,9-2,5



1	2	3	4	5	6	7	8	9
в момент подвода к камере наибольшая	-	1,8(200 А) 1,65(600 А)	-	-	-	1,2-1,8 2,2-2,8	-	1,2-1,8 2,2-2,9
8. Полный ход подвижных контактов, мм	-	133	200	200	235,10 <sup>-2</sup>	235,10 <sup>-2</sup>	235,10 <sup>-2</sup>	235,10 <sup>-2</sup>
9. Ход (вжим) подвижного контакта в неподвижном, мм	-	50	40	40	12±2	12±2	12±2	12±2
10. Угол поворота вала, град	160	85±3	(159-163)±3	156±3	85±5	85±5	80,1 <sup>-5</sup>	80±1
11. Неодновременность замыкания контактов в пределах одного полюса, мм	4	4	6	6	2	2	2	2
12. Усилие нажатия контактных пружин, кгс	-	-	-	-	17	17	-	-
13. Сопротивление постоянному току контактов полюса, мкОм	350(200 А) 150(600 А)	350(200 А) 150(600 А)	150(600 А) 100(1000 и 1500 А)	150(600 А) 100(1000 и 1500 А)	410	410	450	450
14. Наименьшее напряжение на зажимах привода, В, не более: включающее отключающее	-	-	-	0,65Uном	-	-	135	150 130
15. Сопротивление постоянному току одной секции обмоток, Ом: отключения включения	-	-	-	-	-	80,96-93,04 1,015-0,868 (110 В) 4,104-3,496 (220 В)	-	80,96-93,04 1,015-0,868 (110 В) 4,104-3,496 (220 В)

248

Примечание: 1. Скоростные и временные характеристики действительны при номинальном напряжении на зажимах электромагнитов и температуре окружающей среды 10-20°С.  
2. Характеристики выключателей ВМ-22 и ВМ-23 (с приводом ПС-20) получены опытным путем.  
3. Данные в графах 6-9 пп. 6 и 7 действительны при отсутствии масла в баках.  
4. В скобках пп. 6, 7 и 13 приведены значения номинального тока выключателя, и 15 - значение номинального напряжения электромагнитов

Нормы характеристик маломощных выключателей серий МГ и МГГ

Таблица П.Р.6

Характеристика	Нормы характеристик выключателей												Примечание	
	МГ-10 с приводом ПС-31	МГ-20 с приводом ПС-31	МГГ-10-500 с приводом ПС-2	МГГ-10-750 с приводом ПС-21	МГГ-10-1000 с приводом ПС-21А	МГГ-10-323 с приводом ПС-МГ	МГГ-229 с приводом ПС-30	МГГ-329 с приводом ПС-11	МГГ-20 с приводом ПС-31	МГ-15Н с приводом ШННМ-35	МГ-15 с приводом ПНМ-10	МГ-110 с приводом ШПС-70		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1. Собственное время отключения (от момента подачи команды на отключение до момента размыкания дугогасительных или промежуточных контактов с номинальным током, с, не более)	0,13	0,155	0,12±0,02	0,12	0,10	0,15±0,04	0,15±0,04	0,15±0,04	-	0,05-0,06	0,07-0,095	0,04-0,055	-	
2. Время хода подвижных контактов при отключении на участке I от включенного положения, с	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,015-0,028 (10-35)	0,015-0,028 (10-35)	0,013-0,019 (22-35)	Значение /, мм, приведено в скобках.	
3. Собственное время (до замыкания дугогасительных контактов или промежуточного с неподвижными), с, не более	0,75(0,85)	0,8(1,0)	0,35±0,02	0,4	0,4	0,55±0,09	0,65±0,09	0,8±0,09	0,65±0,09	0,06-0,09 (10-125) 0,3-0,4 (0,35-0,45)	0,06-0,09 (10-125)	0,2-0,3	0,3-0,4 (0,35-0,5)	В скобках - при включенном напряжении на зажимах привода
4. Время хода подвижного контакта при включении на участке I от выключенного положения, с	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01-0,02 (10-35) [0,02-0,025] (10-35)	0,01-0,02 (10-35)	0,015-0,012 (20-40)	В скобках - при включенном напряжении на зажимах привода. Значение / приведено в круглых скобках	

249





1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10. Расстояние между осью статора и осью машины, мм				(17x2) мм $L_{\Sigma} = 2000$ А 18x2 мм $L_{\Sigma} = 3000$ А	(18x2)								перечисл. маш. технич. вклещ- ахов, башк.-тип максимум
10. Расстояние между осью пазов и промежуточные контакты в отключенном положении выключателя, мм	22±1,5	22±1,5	20-25									47±1	
11. Расстояние от верха контактных пальцев до горизонтальной плоскости выключенного выключателя, мм	20-25	20-25	20-25										
12. Высота горизонтальной плоскости выключенного выключателя до оси роликов, мм	5	5	4	4	4	5	5	5	5	4	4	3	
13. Рабочее расстояние от центра вала до центра ролика, мм			20			20-25	20-25	20-25	20-25				
14. Диаметр статора			26 (2000 А) 16 (1000 А)	16 (1000 А) 12 (600 А) 9	14 (4000 А) 10 (1000 А)	10 (2000 А) 20 (1000 А)			10	250	250	700	10 выключ. максимум

Нормы характеристик максимальных выключателей серии ВМП в ВМП

Таблица П.8.7

Характеристика	Нормы характеристик выключателей								Примечание
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1. Собственное время отключения (от момента подачи команды до момента размыкания контактов), с, не более	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,12	В скобках - значение при пониженном напряжении на зажимах электромагнитов привода
2. Собственное время включения (до замыкания контактов), с, не более	0,23 (0,25±0,05 для ПС-10)	0,23 (0,2-0,3 для ПТМ-10, 0,16 для ТВ-10)	0,23 (0,25±0,05 для ПС-10)	0,23 (0,2-0,3 для ПТМ-10, 0,16 для ТВ-10)	0,3	0,3	0,2	0,3	
3. Наибольшая безопасная пауза АВТ, с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	В скобках - значение при пониженном напряжении на зажимах электромагнитов привода
4. Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с: наибольшая	1,75-2,0 3,0-3,2	1,75-2,0 3,0-3,2	1,75-2,0 3,0-3,2	1,75-2,0 3,0-3,2	3,0-3,8 Не более 5	3,0-3,8 Не более 5	3,2-3,8 Не более 5	2,1-2,7 3,3-3,9	
5. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с: наибольшая	2,1 для ПС-10	2,4-3,0 для ПС-10	2,4-3,0 для ПС-10	2,4-3,0 для ПС-10	4,5-0,5 (3,4)	4,0-5,0 3,4	Не менее 4,5	2,0-2,6	
6. Разнополюсность замыкания и замыкания контактов между полюсами, мс, не более	2	2	2	2	5 Не более 5	5 Не более 5	5 Не более 6	5	



1	2	3	4	5	6	7	8	9
7. (Наимый ход подвижных контактов (стержней), мм	245-255	245-255	245-255	240-245	240-245	240-245	205-215	-
8. Ход подвижного контакта (стержня) в неподвижном, мм	40±5	40±5	40±5	55-63	55-63	55-63	40-50	-
9. Недоход контактных стержней до крайних положений, мм:								
при отключении	-	-	-	Не менее 4	4	Не менее 4	-	-
при включении	25-30	25-30	25-30	Не менее 5	4	Не менее 5	-	-
10. Наибольшее усилие подвижного контакта каждого собранного полюса до замыкания масляя (при недоходе в "мертвому" положению на 10 мм), кгс, не более	9-13	9-13	9-13	21(600 А) 21(1000 А) 22(1500 А)	20(600 А) 21(1000 А) 22(1500 А)	21(600 А) 21(1000 А) 22(1500 А)	20	В скобках - значение $I_{max}$ выключателя
11. Сопротивление постоянному току токоведущего контура, мкОм:								
полюса	100(600 А) 75(1000 А)	100(600 А) 75(1000 А)	100(600 А) 75(1000 А)	55(600 А) 40(1000 А) 30(1500 А)	55(600 А) 40(1000 А) 30(1500 А)	55(600 А) 40(1000 А) 30(1500 А)	75(630 А) -	То же
токопровода	50(600 А) 25(1000 А)	50(600 А) 25(1000 А)	50(600 А) 25(1000 А)	22(600 А) 16(1000 А) 10(1500 А)	22(600 А) 16(1000 А) 10(1500 А)	22(600 А) 16(1000 А) 10(1500 А)	70(1000 А)	//
стержня-роетки	50(600 А) 50(1000 А)	50(600 А) 50(1000 А)	50(600 А) 50(1000 А)	3,3(600 А) 2,4(1000 А) 2,0(1500 А)	3,3(600 А) 2,4(1000 А) 2,0(1500 А)	3,3(600 А) 2,4(1000 А) 2,0(1500 А)	-	//
12. Наименьшее включающее напряжение привода, В	-	-	-	150-170	150-170	Не более 0,65Uном	-	-
13. Наименьшее отключающее напряжение привода, В	-	Не более 0,65Uном	-	130	130	Не более 0,65Uном	-	-
14. Сопротивление постоянному току обмоток электромагнита, Ом, отключенная	-	-	-	44(110) 174(220)	44(110) 174(220)	87,5(110) 311(220)	-	В скобках - значение $U_{max}$ электромагнита, В

254

Приложение таблицы П.К.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
включения				0,95(110) 3,8(220) [2,94(220)]	0,95(110) 3,8(220) [2,94(220)]	87,5(110) 311(220)	0,73(110) (для ПЭ-11У) 2,94(220) (для ПЭ-11У)	В квадратных скобках - данные для выключателей последних выпусков, а круглых - значение $U_{max}$ электромагнита, В

Примечание: 1. Скоростные и временные характеристики действительны при номинальном напряжении на жимках привода и температуре окружающей среды 10-20°C.  
2. Нормы характеристик выключателей при серийном выпуске могут быть частично изменены заводом, поэтому при наладке следует руководствоваться нормами, указанными указанными заводом в паспорте.  
3. Для выключателей ВМП-10П (с встроенным приводом) в соответствии с требованиями заводских инструкций обязательна проверка моментов на валу приводов и работоспособности пружинного демпфера от кнопки ручного управления.

255

Характеристика	Норма характеристики	Примечание
1	2	3
1. Собственное время отключения (от момента подачи команд до момента размыкания контактов), с	Не более 0,06	-
2. Собственное время включения (от момента подачи команд до момента замыкания контактов), с	Не более 0,15	-
3. Наибольшая бесконтактная пауза сигнала АРН (от момента размыкания контактов при отключении до момента замыкания их при включении), с	0,35	-
4. Скорость движения подвижных контактов при отключении на участке хода, равном 200 мм, после размыкания контактов, м/с	$9,3 \pm 0,5$	-
5. Скорость движения подвижных контактов при включении на участке хода, равном 150 мм, перед замыканием контактов, м/с	$7,5 \pm 0,5$	-
6. Полный ход подвижных контактов, мм	585-605	-
7. Ход подвижных контактов (железа), мм	105-120	-
8. Одновременность размыкания или замыкания контактов между полюсами, мм	Притягивается одновременно	-
9. Ход штока пушкостойки в момент выключения, мм	$3,13^{+0,3}$	-
10. Зазор между рычагами и ригель шлицевыми элементами привода	Согласно указаниям инструкции завода-изготовителя	-
11. Наибольшее давление срабатывания привода с выключателем при включении, кг/см <sup>2</sup>	3,8	-
12. Наибольшее напряжение срабатывания привода при включении и наибольшем давлении $7,7 \text{ кг/см}^2$ , не более	$0,8U_{\text{ном}}$	Следует добиваться $U_{\text{ном}} = 0,65U_{\text{ном}}$
13. Наибольшее напряжение срабатывания при отключении	$0,65U_{\text{ном}}$	-
14. Сопротивление постоянному току токоведущего контура полюса, мкОм, не более	80	-
15. Удельная масса в рабочем состоянии, г/см <sup>3</sup>	81-90	-

1	2	3
16. Наименование и число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению при наладке:		
а) включение при давлении, кгс/см <sup>2</sup> :		
4-6	3	При $U_{ном}$
6.3	5	То же
7.0	5	//
7.7	3	//
7.7	2	При $0.65U_{ном}$
б) цикл ВО при давлении, кгс/см <sup>2</sup> :		
4-6	2	При $U_{ном}$
6.3	2	То же
7.7	2	//
в) цикл ОВ при давлении, кгс/см <sup>2</sup> :		
6.3	2	//
7.7	2	//
г) цикл ОНО при давлении, кгс/см <sup>2</sup> :		
6.3	2	//
7.7	2	//
д) отключение при напряжении на обжимах электрических проводов отключения, В:		
$0.65U_{ном}$	3	
$0.8U_{ном}$	5	
$U_{ном}$	10	
$1.2U_{ном}$	2	
17. Напряжение давления при однократном включении в зависимости от давления в баке перед операцией, кгс/см <sup>2</sup> :		
6.3	В соответствии с паспортными данными	
7.0		
7.7		
18. Сопротивление постоянному току обмоток электромагнитов управления - отключения и включения	То же	

Примечание: 1. Временные и скоростные характеристики действительны при номинальных напряжениях операционного тока и давлении сжатого воздуха.

2. Приведенные нормы при длительном выкусе выключателей могут быть изменены заводом. Поэтому при наладке выключателей следует руководствоваться паспортными данными.

Таблица П.8.9.

Нормы характеристик маломощных выключателей ВМП-10 и ВММ-10

Характеристика	Норма характеристики выключателя		
	ВМП-10-20	ВМП-10-31.5	ВММ-10
1	2	3	4
1. Собственное время отключения, с, не более	0,1	0,1	0,1 (0,08)
2. Собственное время включения, с, не более	0,2	0,2	0,2 (0,12)
3. Наименьшая бесконтактная пауза АВГ, с	0,5	0,5	0,5 (0,25)
4. Скорость движения подвижных контактов при отключении в момент размыкания контактов при заведенном приводе, м/с:			
на одну операцию, не менее	2,5	2,8	2,3 (2,0)
на три операции, не более	3,5	4	-
на пять операций, не более	-	-	3,2
5. Скорость движения подвижного контакта при включении в момент замыкания контактов при заведенной пружине на две операции, м/с, не менее	4,2	4,2	-
6. Ход подвижных контактов (стержней) в ролеточных контактах, мм	55-63	55-63	32-38
7. Разновременность замыкания и размыкания контактов между полюсами, мм, не более	5	5	5
8. Наибольший момент на валу выключателя, кгс·м:			
при включении	-	-	7(5)
при отключении	-	-	4,5
9. Наименьший момент на валу привода, кгс·м	-	-	(не менее 3)
10. Сопротивление постоянному току токоведущего контура полюса, мкОм, не более	55[630A] 45[1000A] 32[1600A]	55[630A] 45[1000A] 32[1600A]	85(100) - -
11. Наименьшее напряжение срабатывания электромагнитов управления, не более			
включения	0,8U <sub>ном</sub>	0,8U <sub>ном</sub>	0,8U <sub>ном</sub>
отключения	0,65U <sub>ном</sub>	0,65U <sub>ном</sub>	0,65U <sub>ном</sub>
12. Наименьшее напряжение работы электродвигателей для заводки пружин, не более	0,8U <sub>ном</sub>	0,8U <sub>ном</sub>	0,8U <sub>ном</sub>
13. Время заводки рабочих пружин на три операции при наименьшем напряжении, с, не более	30	30	30



Продолжение таблицы П 8.9

1	2	3	4
14. Сопротивление постоянному току. Ом, обмоток электромагнитов отключения и включения в зависимости от рода тока и номинального напряжения, В:			
постоянный ток:			
24	3,5	3,5	3,5(3,4-4,0)
48	9,5	9,5	9,5(14,9)
110	34	34	34(51)
220	110	110	110(51)
переменный ток			
100	16	16	16(7,33)
127	22	22	22(18)
220	62,4	62,4	62,4(51)
380	180	180	180
15. Регулируемые зазоры и установочные размеры кинематики выключателя и привола.	Согласно указаниям заводской инструкции		

- Примечание:** 1. Приведенные нормы при дальнейшем выпуске выключателей могут быть поэтому при наладке выключателей следует руководствоваться паспортными данными.
2. В графе 4 данные в скобках относятся к выключателям ВММ-10 выпуска до 13.07.74 г.
3. В квадратных скобках (п.10) - значение  $I_{уст}$  выключателя.

Нормы характеристики масляных выключателей серии ВС-10

Таблица П 8.10

Характеристика	Нормы характеристики выключателя		Примечание
	ВС-10-63-2,5	ВС-10-32-0,8	
1. Собственное время отключения, с	0,08-0,1	0,08-0,1	-
2. Пределы регулируемой бестоковой паузы первого цикла АПВ, с	0,5-2,0	0,5-2,0	-
3. Пределы бестоковой паузы второго цикла АПВ, с	1,5-4,0	1,5-4,0	-
4. Выдержка времени реле на отключение в циклах АПВ, с	0,1-4,0	0,1-4,0	Разброс выдержки времени реле (от начала КЗ до срабатывания запирающего механизма), не более $\pm 0,3$ с
5. Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с:			
в момент размыкания	1,0-1,4	1,1-1,5	Без масла
наибольшая	2,1-2,5	2,7-3,3	//
6. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с:			
в момент замыкания	1,0-1,4	1,2-2,0	//
наибольшая	1,3-1,7	1,8-2,2	//
7. Полный ход подвижных контактов, мм	75-81	75-81	-
8. Ход подвижных контактов в неподвижных, мм	10-12	10-12	-
9. Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм			
в пределах одного полюса	1	1	-
в пределах трех полюсов	2	2	-
10. Сопротивление изоляционному току токоведущей контура, мкОм, не более:			
полюса	2200	2200	-
полюса без выводов	600	600	-
11. Усилие и натяжение включающей пружины для обеспечения двукратного цикла АПВ			
усилие, кгс	206	-	-
натяжение, мм	60	-	-
12. Наименьшее напряжение включения, В		0,8U <sub>ном</sub>	-
13. Установочные размеры и размеры регулируемых зазоров выключателя			В соответствии с указаниями заводской инструкции

Примечание: 1. Временные и скоростные характеристики действительны при номинальном напряжении и кратковременном токе.

2. При необходимости нормы при дальнейшем выпуске выключателей могут быть изменены заводом, поэтому при заказе следует руководствоваться паспортными данными выключателей.

Норма характеристик электромагнитных выключателей серии ВЭМ

Таблица ПР.11

Характеристика	Норма характеристики выключателя		
	ВЭМ-6-2000-38,5-100	ВЭМ-6-2000-40-125	ВЭМ-6-3200-40-125
1. Собственное время отключения, с, не более	0,06	0,06	0,06
2. Собственное время включения с, не более	0,3	0,3	0,35
3. Скорость движения дугогасительных контактов, м/с:			
в момент размыкания	3,2-3,7	3,4-4,0	3,4-4,0
в момент замыкания	2,8-3,3	4,4-4,7	4,0-4,5
4. Ход главных контактов, мм	4-5	4-5	4-5
5. Ход ножа в дугогасительных контактах, мм	30-32	30-32	30-32
6. Контактное нажатие на каждый палец главного контакта, кгс	12-16	12-16	12-16
7. Контактное нажатие на каждый палец дугогасительного контакта, кгс	26-30	26-30	26-30
8. Выдерживающее усилие втычного штыря диаметром 58 <sub>±0,3</sub> мм из розеточных контактов, кгс	21-30	21-30	
9. Сопротивление постоянному току токоведущего контура полюса, мкОм, не более	45	45	45
10. Наименьшее включающее напряжения привода (ПЭ-21), не более		0,85U <sub>ном</sub>	
11. Наименьшее напряжение срабатывания электромагнита отключения, не более		0,65U <sub>ном</sub>	
12. Наименьшее расстояние между подвижными и неподвижными контактами в отключенном положении, мм, не менее	110	110	110
13. Расстояние между главными контактами в момент размыкания дугогасительных контактов, мм	10-14	10-14	10-14
14. Число операций включения и отключения, подлежащих выполнению при наладке в зависимости от напряжения на зажимах электромагнитов управления:			
при U <sub>ном</sub>	15	15	15
при пониженном напряжении	3	3	3
при повышенном напряжении	3	3	3

Примечание 1. Приведенные нормы при дальнейшем выпуске выключателей могут быть изменены заводом, поэтому при наладке выключателей следует руководствоваться паспортными данными.

Нормы характеристик малочасовых выключателей серии ВМПЭ-10

Характеристика	Нормы характеристики выключателя				
	ВМПЭ-10-630-20	ВМПЭ-10-630-31.5	ВМПЭ-10-630-29	ВМПЭ-10-3200-29	ВМПЭ-10-3200-31.5
	ВМПЭ-10-1000-20	ВМПЭ-10-1000-31.5	ВМПЭ-10-1000-29		
1	2	3	4	5	6
1. Собственное время отключения, с, не более	0,09	0,09	0,1	0,1	0,09
2. Собственное время включения, с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3. Наименьшая бестоковая пауза АПВ, с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4. Скорость движения подвижных контактов при отключении, м/с:					
при размыкании контактов	3,4 ± 0,4	3,4 ± 0,4	3,4 ± 0,4	3,2 ± 0,4	3,5 ± 0,4
наибольшая	4,0 ± 0,5	4,0 ± 0,5	4,0 ± 0,5	3,7-4,7	4,5
5. Скорость движения подвижных контактов при включении, м/с:					
при замыкании	4,8 ± 0,4	5,2 ± 0,5	5,2 ± 0,5	Не менее 4,3	Не менее 3,4
наибольшая	4,8 ± 0,4	5,2 ± 0,5	5,2 ± 0,5	5,5-6,5	5,2 ± 0,5
6. Ход подвижных контактов в неподвижных (розетка), мм	55 ± 4	55 ± 4	60,3 <sup>1</sup>	80 ± 3	80 ± 3
7. Ход подвижных контактов, мм	204 ± 3	204 ± 3	207 ± 3	(78 ± 3) <sup>0</sup>	235 ± 5
8. Недоход подвижных контактов до крайних положений, мм, не менее:					
при включении	8	8	5	5-9	6-10
при отключении	5	5	-	5	5
9. Угол поворота вала, град:					
выключателя	84 ± 1	84 ± 1	85-89	85-89	87
привода			94	90 ± 3	90
10. Разновременность замыкания контактов трех полюсов (по ходу), мм, не более	5		5		7
11. Ход поршня масляного демпфера, мм	21 <sup>1</sup>	21 <sup>1</sup>	21 <sup>1</sup>	31 ± 1	31 ± 3
12. Ход буферной пружины, мм	-	-	-	62 ± 4	62 ± 4

262

Приложение таблицы П 8.12.

1	2	3	4	5	6
13. Предварительный натяг отключающей пружины, кгс	22,5 ± 2	22,5 ± 2	-	-	-
14. Вытягивающее усилие контактного стержня (из выключенного положения), кгс, не более	18(630 и 1000 А) 20(1600 А)	18(630 и 1000 А) 20(1600 А)	-	20	20
15. Сопротивление постоянному току токоведущего контура, мкОм:					
полюса	50(630 А) 40(1000 А) 30(1600 А)	50(630 А) 40(1000 А) 30(1600 А)	50(630 А) 40(1000 А) 32(1500 А)	10	10
участка "нижний контактный выход - стержень подвижного контакта"	30(630 А) 24(1000 А) 20(1600 А)	30(630 А) 24(1000 А) 20(1600 А)	30(630 А) 24(1000 А) 20(1500 А)	Согласно указаниям заводских инструкций (отдельно для участков рабочего и дугогасительного контуров) Согласно указаниям заводских инструкций (отдельно для участков рабочего и дугогасительного контуров)	
участка "верхний контактный выход - стержень подвижного контакта"	20(630 А) 16(1000 А) 10(1600 А)	20(630 А) 16(1000 А) 10(1600 А)	20(630 А) 16(1000 А) 12(1500 А)		
16. Наименьшее отключающее напряжение, В	80/160	65/130	Не более 0,65 номинального 65/130	-	63/125
17. Наименьшее включающее напряжение привода, В					
18. Сопротивление обмоток электромагнитов, Ом, включения	-	-	-	0,268 ± 0,012 или 1,06 ± 0,042 44 ± 3,5	0,268 ± 0,012 или 1,06 ± 0,042 44 ± 3,5
отключения (одной секции)	-	-	-		
19. Сопротивление постоянному току добавочного (шунтируемого) резистора в цепи электромагнита включения, Ом при 110 В				0,1 ± 0,007	0,1 ± 0,007
при 220 В				0,4 ± 0,03	0,4 ± 0,03

Примечание: В скобках - значения номинального тока выключателей.

263

Нормы характеристик малогабаритных выключателей серии ВЧТ

Таблица П.К.13

Характеристика	Норма характеристики выключателя	
	ВМГ-110/220 25/1250А	ВМТ-110/220 40/2000А
1. Собственное время отключения, с	0,035-0,005	0,03-0,005
2. Собственное время включения, с	0,13-0,03	0,13-0,03
3. Скорость отключения, м/с	2,5 <sub>±0,2</sub> <sup>±0,4</sup>	2,5 <sub>±0,2</sub> <sup>±0,4</sup>
4. Скорость включения, м/с	2,9 <sub>±0,2</sub> <sup>±0,4</sup>	2,9 <sub>±0,2</sub> <sup>±0,4</sup>
5. Полный ход подвижного контакта, мм	490 <sup>±10</sup>	490 <sup>±10</sup>
6. Ход в контактах, мм	60 ± 3	60 ± 3
7. Рабочий ход отключающих пружин токопровода, мм	85 ± 1	85 ± 1
8. Зазор между серией привода и пластиной ее эластичного демпфера, мм	0 + 1	0 + 1
9. Вытягивающее усилие из неподвижного контакта, кгс		
- стержень Ø 23 мм	8 ± 2	
- стержень Ø 27 мм		10 ± 2
10. Переходное сопротивление дугогасительного устройства, мкОм, не более	115	85
11. Бесконтактная пауза при работе от АПВ, с, не более	0,3	0,3
12. Потребляемый ток (установившиеся значение) электромагнита управления: А, не более, при напряжении:		
- 110 В	3	5
- 220 В	2,5	2,5
13. Номинальная емкость конденсатора ДМК-190-1, 1 УХЛ-1 при температуре (25 ± 10)°С, мФ	1,1 ± 10%	1,1 ± 10%
14. Разница электрической емкости конденсаторов, устанавливаемых на один полюс, мФ, не более	0,05	0,05
15. Рабочее давление газа (вита или воздуха) в дугогасительных устройствах (кгс/см <sup>2</sup> ) Заполнить колонки сжатым газом (кислот или воздухом с относительной влажностью не более 25%, инертным газом предпочтительнее).	(5-10)	(5-10)
16. Давление рабочих напряжений электромагнита управления, % от U <sub>ном</sub>		
включающего	80 + 110	80+110
отключающего	65 + 120	65+120
17. Мощность электродвигателя заводки включающих пружин, кВт	0,55	0,75
18. Время заводки включающих пружин, с, не более	10	10
19. Применяются приводы пружинные ППрК	ППрК-1400	ППрК-1800
20. Давление срабатывания выпускного автоматического клапана, кгс/см <sup>2</sup>	9,0 <sup>±1,0</sup>	9,0 <sup>±1,0</sup>
21. Закрытие выпускного автоматического клапана при давлении, кгс/см <sup>2</sup> , не ниже	6,0	6,0
22. Эксплуатационное давление кгс/см <sup>2</sup>	8,0 <sup>±0,2</sup>	8,0 <sup>±0,2</sup>
23. Сжатие резины узла вилки тросов, мм	2	2
24. Запасные собачки включен. и отключен.	2-4	2-4
25. Номинальное напряжение электродвига- теля токовода включающих пружин, В	220/380	220/380

Нормы характеристик малообъемных выключателей

Таблица П.И.14

Характеристика	Норма характеристики выключателя	
	ММО-110/1250/20 кА	ММО-110/1600/31,5
1	2	3
1. Собственное время отключения, с	0,055	0,055
2. Собственное время включения, с	0,16	0,16
3. Средняя скорость включения на участке 120 мм до торца охранного кольца, м/с	$6,0 \pm 0,2$	$6,0 \pm 0,2$
4. Средняя скорость отключения на участке 160 мм от торца охранного кольца, м/с Охранное кольцо находится на расстоянии 80 мм от включенного положения.	$5,3 \pm 0,2$	$5,3 \pm 0,2$
5. Общий ход подвижного контакта, мм	$420 \pm 10$	$420 \pm 10$
6. Ход в контактах (вжим), мм	$80 \pm 5$	$90 \pm 5$
7. Разница хода в контактах одного полюса, мм, не более	5	5
8. Неодновременность между полюсами, с	0,01	
9. Сопротивление токоведущего контакта, (одного полюса), мкОм	180	130
10. Минимальная бестоковая пауза при АВП, с	0,3	0,3
11. Ток электромагнитов управления :		
при постоянном напряжении 110-220 В включающий/отключающий, А	1,5	1,5
при переменном напряжении 220 В включающий/отключающий, А	2	2
12. Мощность электродвигателя привода, Вт	2000	2000
13. Время завода включающих пружин: при номинальном напряжении, не более, с	18	18
при 80% $U_{ном}$ , не более, с	20	20
14. Минимально допустимое напряжение на зажимах электродвигателя, %	80	80
15. Привод пружинно-моторный	ЗПИ-70000 ЗПМ-70000	
16. Давление срабатывания газоотводных клапанов, атм	$6,4 \pm 0,2$	$6,4 \pm 0,2$
17. Давление закрытия газоотводных клапанов, атм	$5 \pm 0,4$	$5 \pm 0,4$
18. Зазор между тягой электромагнита отключения и пальцем рычага отключения, мм	3 ÷ 4	3 ÷ 4
19. Зазор между планкой включения и выступом рычага, мм	3...4	3...4
20. Зазор между пальцем главного рычага привода и роликом отключающего механизма на наибольшем радиусе включающего кулака, мм	1 ÷ 2	1 ÷ 2
21. Западание пальца главного рычага за точку касания ролика во включенном положении, мм	3 ÷ 4	3 ÷ 4
22. Длина разрывов между центрами отверстий коротких тяг, мм	$94 \pm 4$	$94 \pm 4$

1	2	3
23. Отклонение центра оси главного рычага, соединяющей тягу, от центра отверстия в стенке привода в отключенном положении, мм, не более	3	3
24. Проскальзывание маховика привода при включении, мм	40...60	40...60
25. Предварительный натяг включающих пружин, обрат, градус (определить по скорости включения)	$1 \pm 0,5$ ; $360^\circ \pm 180^\circ$	$1 \pm 0,5$ ; $360^\circ \pm 180^\circ$
26. Диэлектрическая прочность масла, не менее, кВ:		
после заливки	35	35
эксплуатационная	22	22
27. Приружение стержней $\varnothing 4$ мм в отверстия барабана пружин включения на предварительном натяге (для определения поломки), не менее, мм	40	40
28. Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов, В, не более:		
включения, 85% от $U_{ном}$	187	187
отключения, 65% от $U_{ном}$	143	143

Нормы характеристик высоковольтных трехполюсных выключателей  
 ВТ-ВТД-35-630-10У1; ВТ-ВТД-35-800-12,5У1

Таблица П.К.15

Характеристика	Норма характеристики выключателя	
	ВТ-35-630-10	ВТ-35-800-12,5
1. Собственное время отключения при номинальном напряжении, с. не более с приводом ШПЭ-11	0,06	0,06
с приводом ПП-67		0,12
2. Собственное время включения, не более, с	0,34	0,34
3. Бестоковая пауза (минимальная) при АПВ, с	0,5	0,5
4. Скорость отключения (без масла):		
а) в момент расхождения контактов, м/с с приводом ШПЭ-11	1,1 ± 0,2	1,1 ± 0,2
с приводом ПП-67		1,1 ± 0,2
5. Скорость в момент выхода подвижных контактов из камеры, м/с:		
с приводом ШПЭ-11	3 ± 0,3	3 ± 0,3
с приводом ПП-67		2,5 ± 0,3
максимальная, м/с:		
с приводом ШПЭ-11	3,1 ± 0,3	3,1 ± 0,3
с приводом ПП-67		2,6 ± 0,3
6. Скорость включения при номинальном напряжении на приводе (без масла) в момент касания контактов, м/с		
с приводом ШПЭ-11	2,2 ± 0,3	2,2 ± 0,3
с приводом ПП-67		1,8 ± 0,3
Скорость в момент подхода подвижных контактов к камере, м/с:		
с приводом ШПЭ-11 и ПП-67	1,5 ± 0,3	1,5 ± 0,3
максимальная		
с приводом ШПЭ-11	2,5 ± 0,3	2,5 ± 0,3
с приводом ПП-67		2,1 ± 0,3
7. Ход подвижных контактов с учетом хода в буфере, мм	230 ± 10	230 ± 10
8. Угол поворота вала выключателя, град.	85 ± 5	85 ± 5
9. Ход в контактах, мм (вжим)	9,1 <sup>±4</sup>	9,1 <sup>±4</sup>
10. Ход в камере, мм	120 ± 5	120 ± 5
11. Ход в буфере, мм	17,2 <sup>±1</sup>	17,2 <sup>±1</sup>
12. Максимально допустимая разновременность касания контактов одной фазы, мм	2	2
13. Максимально допустимая разновременность касания контактов различных фаз, мм	4	4
14. Переходное сопротивление на включенном полюсе, не более, мОм	410	550
15. Привод электромагнитный	ШПЭ-11	ШПЭ-11
Привод пружинный	ПП-67	ПП-67
16. Электрическая прочность пробы масла (100 кВ) через 24 часа после заливки, кВ	40	40
17. Минимальное включившее напряжение, не более, В	130	130
18. Минимальное включившее напряжение, В	160	160



Нормы характеристик высоковольтного трехполюсного выключателя  
серии ВПМ-10, ВПМ11-10 на 630, 1000 А, привод ПЭ-11, ПП-67, ППВ-10

Характеристика	Норма характеристики выключателя
1	2
1. Собственное время отключения выключателя, с, не более для приводов:	
ПЭ-11	0,09
ПП-67	0,12
ППВ-10	0,12
2. Собственное время выключателя, с, не более	
ПЭ-11	0,3
ПП-67	0,3
ППВ-10	0,3
3. Полный ход подвижного контакта, мм	$210 \pm 5$
4. Ход контакта в розетке (вжим), мм	$45 \pm 5$
5. Разновременность касания контактов, мм, не более	5
6. Вытягивающее усилие контактного стержня из розетки во включенном положении, кг, не более	20
7. Ход штока масляного буфера, мм	$20 \pm 1$
8. Скорость движения контактных стержней при отключении, м/с:	
для ВПМ-10 в момент расхождения контактов	$2,4 \pm 0,3$
максимальная, не более	3,9
для ВПМ11-10 на ходе 70 мм при 1 и 3-й операциях привода	$2,2 \pm 0,3$
максимальная, не более	3,2
9. Скорость движения контактных стержней при включении номинальном напряжении на защимах привода, м/с	
а) привод ПП-67 в момент касания контактов, не менее	1,7
максимальная, не более	2,6
б) привод ПЭ-11, в момент касания контактов	$2,3 \pm 0,3$
максимальная, не более	2,6
в момент касания контактов при напряжении равном $0,85 U_{ном}$ , не менее	1,6
в) привод ППВ-10, в момент касания контактов, не менее	2,4
максимальная, не более	3,2
10. Максимальный включающий момент на валу выключателя, Н м (кгс м), не более:	
ВПМ-10	510(52)
ВПМ11-10	275(28)
11. Переходное сопротивление, мкОм, не более	
на 630 А	78
на 1000 А	72
12. Испытательное напряжение, кВ	42
13. Допустимый предел напряжения привода ПЭ-11 на защимах обмотки, В	
а) включающего электромагнита $U_{ном}=220В$	140
б) отключающего электромагнита $U_{ном}=220В$	130
14. Минимально допустимый момент на валу привода ППВ-10, н.м. (кгс·м)	44.13(4,5)
15. Предварительный момент на валу привода ППВ-10, н.м. (кгс·м)	$49,1^{+0,9}(5+0,5)$

1	2
16. Зазор между полностью утопленным штоком масляного буфера и роликом вала выключателя в отключенном положении, мм	0,5...1,5
17. Зазор между роликом и упорным болтом во включенном положении, мм	0,5...1,5
18. Зазор между роликом и упорным болтом при перевключенном приводе (включающий сердечник привода ПЭ-11 поднять до упора), не менее, мм	0,5
19. Натяг включающих пружин приводов ПП-67 и ПП-67К увеличить от минимального натяга на, мм	30 15

Нормы характеристик маломощных выключателей серии ВК-10, ВКЭ-10

Характеристика	Нормы характеристик выключателя	
	ВКЭ-10 элект.прив. 630,1000,1600 А 20/31,5 кА	ВК-10 прив.пнуж. 630,1000,1600 А 20/31,5 кА
1. Собственное время отключения, с. не более	0,05	0,05
2. Собственное время включения, с. не более	0,25	0,075
3. Скорость движения подвижных контактов, м/с, на раст. 18-25 мм от включенного или выключенного при включении - по мере: для 20 кА - 630, 1000 А 1600 А для 31,5 кА - 630, 1000 А 1600 А	4,0	3,5 3,2 4,2
Скорость движения подвижных контактов, м/с, на раст 30 мм от включенного положения при отключении:		
для 20 кА - 630, 1000 А 1600 А	3,0+0,5	2,3+0,4
для 31,5 кА - 630, 1000 А 1600 А	2,8+0,5 2,8+0,5	2,1+0,4 2,3+0,4
4. Ход главных контактов, мм	140-4	160-4
5. Переходное сопротивление, мкОм для 20/31,5 кА - 630 А 1000 А 1600 А	не более 60/35 45/35 25	45 40 25
6. Сопротивление обмотки катушки отключения 220В для 20 кА, 630, 1000, 1600 А 31,5 кА, 630, 1000, 1600 А	172 ± 17,2 172 ± 17,2	
7. Напряжение срабатывания катушек постоян. тока 110/220 В включения 110/220 В отключения 20 кА 110/220 В отключения 31,5 кА	77/154 65/130 67,5/135	
8. Пределы напряжения на зажимах электромагнитов управления в процентах от номинального напряжения, 220 В 1) УА1 - электромагнит дистанционного напряжения 2) УАУ - электромагнит дистанционного отключения независимого питания 3) УАС - электромагнит дистанционного включения		65±120 65±120 80-100
9. Сопротивление обмоток электромагнитов отключения независимого питания, отключения, включения, Ом номинальный ток 110 В 220 В переменный ток 127 В 220 В	13,8	36,4 ± 3,64 15,5 ± 15,5 13,8 ± 1,38 42 ± 4,2
Сопротивление обмоток отключения действующей от вторичного тока трансформатора с деионизированным обмоткой при токе срабатывания 75 А: Ом		0,47/0,185

1	2	3
10. Сопротивление обмоток электромагнитов включения, Ом:		
постоянный ток		
а) 110 В, 630, 1000 (20 кА)	0,44 ± 0,2	
220 В, 630, 1000 (20 кА)	1,9 ± 0,1	
б) 110 В, 630, 1000, 1600 (31,5 кА)	0,4 ± 0,2	
220 В, 630, 1000, 1600 (31,5 кА)	1,64 ± 0,1	
в) Электромагнитов отключения, Ом:		
110 В	43 ± 4,3	
220 В	172 ± 17,2	
11. Нормированная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), с	0,3	0,5
12. Сила тока потребления обмоток электромагнитов, А, не более		
включением:		
при 110 В	200	
при 220 В	100	
отключением:		
при 110 В	2,6	
при 220 В	1,3	
13. Время заводки рабочих пружин привода при минимальном напряжении, с, не более		15
14. Максимальный вращающий момент на валу выключателя, кг·с·м:		
I <sub>ном</sub> = 31,5 кА, 630, 1000, 1250, 1600 А	22-0,2	
I <sub>ном</sub> = 20 кА, 630, 1000 А	21-0,2	
15. I <sub>ном</sub> = 630, 1000 А		24-0,2
1600 А		26-0,2
16. Минимальный (удерживающий) момент на валу механизма поворота выключателя при отключении, на выходе подвижных стержней из раздельных контактов, кг·с·м	4±0,2	4±0,2
17. Выход стержней из отверстий камер, мм	30-32	29-32
18. Регулировочные зазоры, установочные размеры выключателя и привода	Согласно инструкции завода изготовителя	

Нормы характеристики электромагнитных выключателей серии ВЭ

Характеристика	Нормы характеристики выключателя	
	ВЭЭ, ВЭС-6-40/16А, 2500,3,150	ВЭ, ВЭС-6-40/16А, 2(0и),32(0и)
1	2	3
1. Собственное время отключения, с, не более	0,06	0,10
2. Собственное время включения, с, не более	0,3	0,075
3. Скорость движения дугогасительных контактов на ходе 70 мм от включенного положения, м/с, не менее при отключении	0,5	0,5
при включении, минимальном напряжении на катушке включения: 220 В	3,0	3,0
(187 В)	7,1	5,8
4. Посадочность подвижных и неподвижных главных и дугогасительных контактов, мм, не более	5,3	-
5. Расстояние между главными контактами в стянутом положении, мм	0,5	0,5
6. Расстояние между дугогасительными контактами при прекращении работы отключающих пружиной, мм	135 ± 5	135 ± 5
7. Расстояние между главными контактами при касании дугогасительных контактов, мм	90 ± 2	90 ± 2
8. Равновремениость касания дугогасительных контактов, мм, не более	12 ± 1	12 ± 1
9. Заход главных контактов, мм	1	1
10. Зазор между ламелями главных контактов в отключенном положении выключателя, мм	8 ± 1	8 <sub>дв</sub> <sup>1</sup>
11. Зазор между ламелями дугогасительных контактов в отключенном положении	5 ± 0,3 мм	5 ± 0,3 мм
12. Равновремениость касания подвижных и неподвижных дугогасительных контактов, не более, мм, по времени, с	5,7 + 6,25	5,7 + 6,25
13. Выходящий момент на кату выключателя, кг·см	2	1
14. Сопротивление изоляции дугогасительных камер, измеренное между началом катушки, за 45 мин. до ввода в эксплуатацию, МОм, не менее	0,01	0,01
15. Электрическое сопротивление каждого полюса, мкОм, не более:	42 ± 3	25 ± 0,5
а) между втычными контактами с розетками	150	150
на 1600 А		
на 2000 А	40	40
на 2500 А		30
на 3150 А	30	
на 3200 А	20	
б) между выводами без розеток		20
на 1600 А		30
на 2000 А	30	
на 2500 А		20
на 3150 А	20	
на 3200 А	15	
16. а) Вытягивающее усилие вставки Ø 55 мм из втычного контакта розеточного типа, кгс		15
б) Вытягивающее усилие вставки размерами (34 × 40) × 165 мм из втычного контакта пальцевого типа, кгс	13,1 <sup>1</sup>	
17. Пределы напряжения на замыкаемых электромагнитов управления в % от U <sub>ном</sub> включения	13,2 <sup>2</sup>	
	85 ± 110	85 ± 110

1	2	3
отключения: постоянный ток	70 + 110	70 + 110
переменный ток		65 + 110
18. Ток потребления электромагнитов управления в момент замыкания блинк-контактов. А, не более:		
а) включающий: на 220 В при 242 В	170	
при 220 В	150	
при 187 В	135	
на 110 В при 121 В	340	
при 110 В	300	
при 93,5 В	270	
б) отключающий: на 220 В при 242 В	2,8	
при 220 В	2,5	
при 154 В	2,3	
на 110 В при 121 В	5,6	
при 110 В	5,0	
при 77 В	4,6	
19. Пределы напряжения на зажимах электродвигателя в % от U <sub>ном</sub> :		
переменный ток		80 ... 110
постоянный ток		85 ... 110
20. Номинальная сила тока, измеряемая в конце заводки рабочих пружин при максимальном моменте на валу привода при U <sub>ном</sub> . А, не более		
110 В постоянного тока		5
127 В переменного тока		5
220 В постоянного и переменного тока		2,5
21. Начальная сила пускового тока электродвигателя, А, не более		
110 В постоянного тока	30	30
127 В переменного тока	30	30
220 В постоянного и переменного тока	15	15
22. Время заводки рабочих пружин привода при минимальном напряжении, с, не более		
23. Количество операций включения, совершаемых приводом при полностью заведенных пружинах		
24. Усилие нажатия главных контактов, кгс	16 ± 1	16 ± 1
25. Усилие нажатия дугогасительных контактов на расстоянии 40 мм от пружины (что соответствует (28+1) кгс в месте касания дугогасительных контактов), кгс	34 ± 1	
26. Электрическое сопротивление катушек, Ом		
включения постоянного тока:		
на 110 В	0,252 ± 0,01	36,4 ± 3,64
на 220 В	0,856 ± 0,05	155 ± 15,5
отключения постоянного тока:		
на 110 В	36,4 ± 3,63	36,4 ± 3,64
на 220 В	155 ± 15,5	155 ± 15,5
включения и отключения переменного тока:		
на 127 В		138 ± 1,38
на 220 В		42 ± 4,2
27. Применяется привод,	электромагнитный	пружинный
28. Включающий момент, кг.м (для заводского рычага длиной 0,8 м - 31 ± 0,6 кг)		25 ± 0,5
29. Включающий момент в начале работы отключающих пружин, кг.м, не более (для заводского рычага 0,8 м - 14,2 кг)		11,4
30. Регулируемые зазоры, установочные размеры выключателя и привода.		Согласно заводской инструкции

Таблица ПР.19

Выключатели высоковольтные электромагнитные серии ВЭ-10

Характеристика	Норма характеристики выключателя
1	2
1. Собственное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,55
2. Собственное время включения выключателя с приводом, с, не более	0,075
3. Скорость движения дугогасительных контактов, м/с, не менее, при включении	
20 кА: 1250, 1600 А	5,2
2500, 3600 А	4,8
31,5 кА: 1250, 1600 А	6,5
2500, 3600 А	5,8
4. Скорость движения дугогасительных контактов при отключении, м/с, не менее	
20 кА: 1250, 1600 А	3,5
2500, 3600 А	3,0
31,5 кА: 1250, 1600 А	3,5
2500, 3600 А	3,0
5. Сопротивление изоляции камер, замеренное между началом катушки 6 и концом катушки 17 за 30 минут до включения выключателя, должно быть, не менее, МОм	150
6. Заход рабочих (главных) контактов, мм	$8 \pm 1$
7. Расстояние между подвижными и неподвижными рабочими контактами, при касании дугогасительных контактов, мм	$12 \pm 1$
8. Одновременность касания дугогасительных контактов трех полюсов, мм, не более	2
9. Расстояние между подвижными и неподвижными дугогасительными контактами при прекращении работы отключающих пружин, мм	$90 \pm 2$
10. Осевое смещение подвижных и неподвижных главных и дугогасительных контактов, мм, не более	0,5
11. Зазор между ламелями главных контактов в отключенном положении выключателя, мм	
Для: 1250, 1600 А	$3 \pm 0,3$
2500, 3600 А	$5 \pm 0,3$
Для всех номинальных токов: зазор между дугогасительными контактами, мм	5,7 ... 6,25
12. Усилие нажатия главных контактов, кгс	$5,5 \pm 1$
13. Усилие нажатия дугогасительных контактов на расстоянии 40 мм от пружины (что соответствует усилию в месте касания дугогасительных контактов $15,5 \pm 1$ кгс), кгс	$19 \pm 1$
14. Сопротивление каждого полюса, мкОм	
а) между втычными контактами розеток/ между выводами без розеток	
на 20: 31,5 кА на 1250 А	60/40
20: 31,5 кА на 1600 А	50/30
20: 31,5 кА на 2500 А	30/20
20: 31,5 кА на 3600 А	20/15

1	2
15. Включающий момент на валу выключателя, кгс.м, на 1250 А, 1600 А на 2500 А, 3600 А	, 20 ± 0,5 25 ± 0,5
16. Минимальная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), с	0,3
17. Пределы напряжения на зажимах электромагнитов управления, %, от номинального напряжения:	
УАС - включающий	80 ... 110
УАТ и УАУ - отключающий	
на переменном токе	65 ... 120
на постоянном токе	70 ... 110
18. Номинальное напряжение электродвигателя для заводки рабочих пружин привода, В	
переменного тока	127 ... 220
постоянного тока	110 ... 220
19. Пределы напряжения на зажимах электродвигателя заводки рабочих пружин привода, % от номинального напряжения	
на переменном токе	80 ... 110
на постоянном токе	85 ... 110
20. Время заводки рабочих пружин привода при минимальном напряжении, с, не более	15
21. Обмоточные данные катушек включения, отключения, отключения независимого питания, Ом	
Постоянного тока	
при номинальном напряжении: 24 В	1,6 ± 0,16
- 48 В	6,7 ± 0,67
110 В	36,4 ± 3,64
220 В	115 ± 11,5
Переменного тока	
при номинальном напряжении: 100 В	6,9 ± 0,69
127 В	13,8 ± 1,38
220 В	42 ± 4,2
380 В	135 ± 13,5
22. Регулировочные зазоры, установочные размеры кинематики выключателя и привода	Согласно указаниям заводской инструкции



## Нормы характеристик вакуумных выключателей серии ВВ

Характеристика	Нормы характеристик выключателя				
	ВВЭ-10 ВВЭ-М-10-20; 31,5; 40 кА, г.Ровно	ВВ-10-20; 31,5, 40 кА	ВВЭ-М-10-20 г.Минусинск	ВВЧ-СЭ-10 ВВЧ-СП-10 20 кА	ВВТЭ-10 12,5 кА
1	2	3	4	5	6
1. Собственное время отключения, с, не более	0,055	0,055	0,02	0,02	0,018
2. Собственное время включения, с, не более					
для 20 кА, 630-1600 А	0,3	0,01	0,1	0,1	0,1
31,5 кА, 630-3150 А	0,3	0,075			
40 кА, 1600-3150 А	0,22	0,075			
3. Ход подвижных контактов ВДК, мм:					
для 20 кА, 630-1600 А	8+2	8+2	8+1	8+1	8+1
31,5 кА, 630-1600 А	10-1				
40 кА, 1600 А	10-1				
4. Ход пружины механизма поджатия контактов ВДК, мм	6+1	6+1			
5. Полный ход штолянистых тяг, мм			15-2	15-2	15-2
6. Разнопрямность касания подвижных контактов ВДК трех полюсов при скорости 0,6 м/с, не более, мм	1,7	1,7			
7. Разность хода подвижных контактов при касании трех полюсов, не более, мм	1	1			
8. Сопротивление токоведущего контура полюса между выводами (с розетками/ без розеток) не более, мкОм:					100
для 20 кА, 630 А	75/51	75/51	80/50	85	
1000 А	75/51	75/51	75/45	65	
1250, 1600 А	65/45	65/45	45/25		
31,5 кА, 630, 1000 А	70/50	70/50			
1600 А	65/45	65/45			
2000 А, 3150 А	20/15	20/15			
40 кА, 1600 А	56/40				
2000, 3150 А	20/15	20/15			

Продолжение таблицы П8.20.

1	2	3	4	5	6
9. Усилие пружин поджатия контактов ВДК не менее, кгс					
20 кА, 630-1600 А	190	190	180		
31,5 кА, 630-1600 А	360	390			
2000, 3150 А	268	268			
40 кА, 1600-3150 А	505	505			
10. Электрическое сопротивление катушек, Ом:					
1) включения постоянного тока					
110 В для 20; 31,5 кА/ 630-1600 А	0,72 ± 0,03	36,4 ± 3,64	0,91 ± 5%		
31,5 кА/ 2000-3150 А					
40 кА/ 1600-3150 А					
220 В для 20; 31,5 кА/ 630-1600 А	2,5 ± 0,12	155 ± 15,5	3 ± 5%	3 ± 5%	3 ± 5%
31,5 кА/ 2000-3150 А	1,9 ± 0,1				
2) отключения постоянного тока					
110 В	43 ± 4,3	36,4 ± 3,64			
220 В	172 ± 17,2	155 ± 15,5			
3) включения и отключения постоянного тока					
127 В		13,8 ± 1,38			
220 В		172 ± 17,2			
11. Ток потребления электромагнитов, не более, А:					
1) включения при постоянном напряжении					
110 В для 630-1600 А	110	5	100		
2000-3150 А	135	5			
220 В для 630-1600 А	55	2,5	60	60	60
2000-3150 А	70	2,5			
2) отключения при постоянном напряжении					
110 В	2,6	5	5		
220 В	1,3	2,5	2,5	5	
3) включения в отключенном, отключенном и разомкнутом состоянии при переменном напряжении					
127 В	8				
220 В	4				

1	2	3	4	5	6
12.Емкость конденсатора для срабатывания отключающего электромагнита, не менее, мкФ				144	144
13.Пределы напряжения на зажимах электромагнитов, % $U_{ном}$ :					
1) включающего	85-110	85-110	85-110	85-110	85-110
2) отключающего:					
постоянного тока	70-110	70-110	70-120	85-110	85-110
переменного тока		65-120			
14.Износ контактов вакуумной дугогасительной камеры, не более, мм:					
на 20; 31,5 кА/ 630-1600 А	3	3	3	3	3
40 кА/ 1600 А; 31,5 кА/2000, 3150 А	4	4	4		
15.Средняя скорость подвижных контактов, м/с:					
- при отключении на расстоянии 6 мм хода от момента размыкания контактов;			1,1-1,6	1,1-1,6	1,1-1,6
- при включении на расстоянии 4 мм хода до замыкания контактов			0,5-1,1	0,5-1,1	0,5-1,1
16.Зазор между рычагом и упором, мм	1 ... 4	1 ... 4			
17.Включающий момент на валу выключателя, кг.м					
для 31,5 кА/ 2000, 3150 А	34-3	21-3			
20 кА/ 630-1600 А	23-2	13-2			
31,5 кА/630-1600 А	29-3	18-3			
40 кА/ 1600 А	37-3				
40 кА/ 2000, 3150 А	40-3	28-3			

278

1	2	3	4	5	6
18.Зазор между роликом вала и болтом пневматического буфера, мм			0,2 ... 1,5	0,2 ... 1	0,2 ... 1
19.Время заводки включающих пружин привода при минимальном напряжении электродвигателя, не более, с	15				
20.Регулировочные зазоры и установочные размеры выключателя и привода		Согласно указанным инструкциями завода-изготовителя			

279