Российское акционерное общество
энергетики и электрификации «ЕЭС России»

УТВЕРЖДЕНО

Департамент
науки и техники
РАО «ЕЭС России»
8 мая 1997 г.

ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

РД 34.45-51.300–97
6-е издание, с изменениями и дополнениями
по состоянию на 01.03.2001

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

УДК 621.311.002.5.001.4
ББК 31.277.1:34.47
О29

Объем и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред.
О29 Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 256 с.

ISBN 5-93196-101-1

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

Шестое издание Норм содержит требования, уточненные с учетом опыта энергосистем, наладочных организаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов. В него включены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополнено также нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей, ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией, предохранителей-разъединителей.

В настоящем издании учтены изменения и дополнения, утвержденные РАО «ЕЭС России», по состоянию на 01.03.2001.

Нормы предназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.

УДК 621.311.002.5.001.4
ББК 31.277.1:34.47

ISBN 5-93196-101-1

© АО «Фирма ОРГРЭС», 2000
© ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002

Предисловие

Объем и нормы испытаний электрооборудования (издание шестое, в дальнейшем – Нормы) составлены АО «Фирма ОРГРЭС» (инженеры С.А.Бажанов, В.М.Герасимов, Е.И.Коновалов, А.И.Левковский, А.Г.Мирзоев, И.Ф.Перельман, В.Б.Сатин, П.М.Сви, В.В.Смекалов, М.Д.Столяров, С.И.Фейгин, Д.В.Шуварин), АО «ВНИИЭ» (инженеры В.И.Долина, В.Б.Кулаковский, А.П.Чистиков) и АО «Уралтехэнерго» (инженеры В.И.Бельман, В.Э.Пиннеккер) и рассмотрены комиссией, образованной Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» в составе: К.М.Антипов (председатель), Ф.Л.Коган, Л.Г.Мамиконянц (заместители председателя), С.Е.Алферов, И.Г.Барг, С.Г.Королев, Ю.Н.Львов, В.Ф.Могузов, В.В.Смекалов, С.И.Фейгин, Ю.С.Фролов, П.А.Шейко.

Нормы предназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.

Шестое издание Норм содержит требования, уточненные с учетом опыта энергосистем, наладочных организаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов. В него включены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополнено также нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей, ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией, предохранителей-разъединителей.

В Нормах, как правило, не приводятся методики испытаний и метрологические требования, так как они отражены в инструкциях, методических указаниях, пособиях и т.п.

С введением в действие настоящих Норм считаются утратившими силу Нормы испытания электрооборудования (издание пятое, М.: Атомиздат, 1978).

Замечания и предложения по уточнению и совершенствованию Норм, а также вопросы по их использованию следует направлять в АО «Фирма ОРГРЭС» по адресу: 105023, г. Москва, Семеновский пер., 15.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

1.3. В Нормах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П – 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 разделах Норм, устанавливается техническим руководителем энергопредприятия с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования.

1.4. В Нормах 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 Нормах допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия 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 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 принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

1.6. Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии экспертного заключения РАО «ЕЭС России» о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям производится в соответствии с указаниями фирмы-поставщика.

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

1.8. Техническим руководителям энергопредприятий рекомендуется обеспечивать внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя энергопредприятия возможны переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

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 Нормах. Периодичность контроля устанавливается техническим руководителем энергопредприятия 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 полуторакратному 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 Нормами.

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 Нормах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящими Нормами, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в Нормах.

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

1.16. Местные инструкции должны быть приведены в соответствие с данными Нормами.

1.17. Объем и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем АО-энерго, электростанции, ПЭС 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 Нормах 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 Норм.

Ремонт по техническому состоянию – ремонт, объем и время проведения которого определяются состоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого с периодичностью и в объеме, установленном настоящими Нормами.

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

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 должна 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 облегченной 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 требований правил техники 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 °С, кроме оговоренных в Нормах случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях) по решению технического руководителя энергопредприятия 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 °С.

2.3. Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение – не более 5 °С). 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 Нормами требуется определение коэффициента абсорбции (R_{60} /R_{15}), отсчет производится дважды: через 15 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 испытуемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих 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 Нормами.

3. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ, КОМПЕНСАТОРЫ[1] 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.

Генераторы на напряжение 1 кВ и выше мощностью менее 1000 кВт испытываются как минимум только по пп. 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.8–3.10, 3.16 и 3.17.

Генераторы на напряжение ниже 1 кВ независимо от мощности испытываются как минимум только по пп. 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.8, 3.16 и 3.17.

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 калитального 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 ($R_{60°}$) и коэффициент абсорбции ($R_{60°}/R_{15°}$) 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 допол-

[1] Далее для сокращения – генераторы. Номинальная мощность указывается активная – для генераторов и реактивная – для компенсаторов.

нительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Для генераторов с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонтов устанавливается по инструкции завода-изготовителя.

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 10–30 °С приведены в табл. 3.1.

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

3.4. П, К, М. 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 далее:

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

---

* Значения испытательного выпрямленного напряжения для турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственно принимаются 40 и 50 кВ.

** Для турбогенераторов ТВМ-500 ($U_{ном}$ = 36,75 кВ) – 75 кВ.

Таблица 3.1

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	П	2500/1000/500**	Не менее десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60''}/R_{15''}$ не ниже 1,3
	П	2500	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку
	К, Т*	2500/1000/500**		$R_{60'}$ и $R_{60'}/R_{15''}$ не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах
2. Обмотка ротора	П, К, Т*, М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении – с осушенной обмоткой)	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 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10–30 °С) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем

Окончание табл. 3.1.

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
	П, К	1000	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П,К,Т ,М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	
4. Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К, Т	1000	Не менее 0,5	
5. Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя 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 узлы статора генераторов	П, К	500-1000	В соответствии с заводскими требованиями	

9. Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора	П, К			
– с косвенным охлаждением обмоток статора – с непосредственным охлаждением обмоток статора	П, К	250 или 500 500	Не менее 1,0 Не менее 0,5	Напряжение мегаомметра – по заводской инструкции
10. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П, К	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

* 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.

** Сопротивление 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.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Для межремонтных испытаний испытательное выпрямленное напряжение выбирается по указанию главного инженера энергопредприятия. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0{,}5U_{ном}$ 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 через 15 и 60 с. Ступени должны быть близкими к $0{,}5U_{ном}$. 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

$$K_U = \frac{I_{нб}\, U_{нм}}{I_{нм}\, U_{нб}},$$

где $U_{нб}$ – наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени);

$U_{нм}$ – наименьшее напряжение (напряжение первой ступени);

$I_{нб}$, $I_{нм}$ – токи утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.

Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ 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 (включая увлажнение изоляции) 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

Испытание изоляции полным испытательным напряжением в течение 60 с с определением тока утечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

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. Изоляция генераторов ТГВ-300 до заводского № 02330 включительно (если не заменялась обмотка) испытывается после очистки ее 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.

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 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.

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 $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытания 1 мин.

Таблица 3.2

Испытательные напряжения промышленной частоты

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1 Обмотка статора генератора	П	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ	$0,8(2U_{ном}+1)$, но не менее 1,2	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$0,8(2U_{ном}+1)$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	0,8 $2,5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	$0,8(2U_{ном}+3)$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	$0,8(2U_{ном}+1)$	
2 Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2U_{ном}+1$	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
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2,5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ включительно	$2U_{ном}+3$	
3 Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,5–1,7)U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1 кВ	Испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора Для генераторов

	М	Генераторы всех мощностей	По решению главного инженера энергопредприятия	других мощностей испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ при ежегодных испытаниях или по специальному решению главного инженера энергопредприятия для генераторов, проработавших более 10 лет Испытательное напряжение принимается $1,7U_{ном}$ как обязательное при испытаниях, проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более $0,2U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте
4. Обмотка явнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	
	К	Генераторы всех мощностей	$6U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1 кВ	
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

Окончание табл. 3.2

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
6. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8	Относительно корпуса и бандажей
	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-200, ТГВ-200М ТГВ-300, ТГВ-500	31,0*, 34,5** 39,0*, 43,0**	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор

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

** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

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 загораний 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 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

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2%, ветвей – на 5%. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и 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 якоря 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	
5. Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10%	

3.7. П, К. 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, н не более 200 В. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех 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 пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных приборов).

3.8. П, К. Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5% среднего значения, равного их полусумме, у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников; ±10% – у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов; ±20% – у гидрогенераторов, если заводскими инструкциями не предусмотрены более жесткие нормы.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5% среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт; ±10% – у возбудителей остальных генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

Воздушный зазор у вновь вводимых явнополюсных машин (генераторов и возбудителей) 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 хода (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 ХХ 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 ХХ.

3.11. П. Определение характеристик коллекторного возбудителя

Характеристика ХХ 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

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

Первые испытания активной стали (если они не выполнялись по указанным ниже причинам) 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.

У генераторов мощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и при ремонте стали, по решению главного инженера энергопредприятия, но не реже чем 1 раз в 10 лет.

Генераторы и синхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора 1±0,1 Тл, генераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г., испытываются при индукции 1,4±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 ±0,1 Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняться по формулам

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

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

где $B_{исп}$ – индукция при испытании, Тл;
$t_{исп}$ – продолжительность испытания, мин;
$P_{исп}$ – удельные потери, определенные при $B_{исп}$, 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 термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 и 15 °С.

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.

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

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
новое обозначение	старое обозначение	B=1,0 Тл	B=1.4 Тл
1511	Э41	2,0	4,0
1512	Э42	1,8	3,6
1513	Э43	1,6	3,2
1514	Э43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э320	1,4	2,7
3413	Э330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э320	1,7	3,3
3413	Э330	2,0	3,9

Примечание. 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.

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.

3.13. 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 ГОСТу и техническим условиям допускается длительная работа с повышенной против номинальной мощностью при

установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, нагревы 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 ГОСТа 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 привлекать 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 3–5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по ГОСТу, 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 определяются 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 ГОСТу 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 pH при температуре 25 °С	8,5±0,5(7,0÷9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, 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 м^3/сут, а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях не более 20 м^3/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 NH_4OH-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 возбудителей 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 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 снижения испытательного давления или течи воды.

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-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 (60–80 °С) 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 ($D_{внутр}$ = 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 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 удается, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем опрессовать смесью сжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы при этом проверяется галоидным течеискателем.

Таблица 3.5

Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, 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 Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроенными в них направляющими подшипниками у гидрогенераторов вертикального исполнения	П, К М[4)]	180	150	100	70	50[1)]	30[1)]	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей и горизонтальных гидрогенераторов измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема – 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, повреждения узлов крепления сердечника и т. п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине длины сердечника

Окончание табл. 3.5.

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, 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	
4. Корпус статора турбогенератора – с упругой подвеской сердечника статора – без упругой подвески	– –	– –	– –	– –	– —	– 40	30 60	См. примечание к п 3 таблицы
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 истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса Вибрации измеряются в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора
6. Сердечник статора гидрогенератора	П, К	30 (50)[2] / 80	30 (50)[2] / 80	30 (50)[2] / 80	30 (50)[2] / 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

7. Лобовые части обмотки статора гидрогенератора	П, К	50[3)]	50[3)]	50[3)]	50[3)]	–	–	на спинке секторов сердечников в радиальном направлении по обе стороны стыковых соединений и в 4–6 точках по окружности – при кольцевом (бесстыковом) сердечнике 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 ослаблений расклиновки и бандажных вязок, истирания изоляции, частых течей воды в головках стержней (машин с водяным охлаждением обмотки) и т.д , но не реже 1 раза в 4–6 лет Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях на головках и вблизи выхода из паза не менее чем у 10 стержней обмотки

[1)] 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 мм·с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ – по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм·с$^{-1}$.

[2)] В числителе значение вибрации с частотой 100 Гц в нагрузочном 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.

[3)] Вибрация частотой 100 Гц, приведенная к номинальному режиму.

[4)] В межремонтный период размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин 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

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

Осмотр и проверка производятся согласно заводским инструкциям.

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 (ТИ 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

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_к (273 + \vartheta_н)}{P_н (273 + \vartheta_к)}\right],$$

где $P_н$ и $P_к$ – абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа;

$\vartheta_н$ и $\vartheta_к$ – температура воздуха в корпусе генератора в начале и в 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 °С.

Напор должен примерно составлять 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью 200–220 МВт и 9 кПа (900 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ-300.

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 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 газоохладители, но не выше 15 °С.

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 вентиле 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 паек лобовых частей обмотки статора

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

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

Качество паек мягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных ремонтах с частичной или полной заменой обмотки.

Метод проверки и контроля состояния паек (вихревых токов, ультразвуковой, термоиндикаторами и термопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается ремонтной или специализированной организацией.

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.

Исправность 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 стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пп. 3.33.1, 3.33.2.

3.33.1. П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tg δ)

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

Значение tg δ собранного концевого вывода не должно превышать 130% значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения tg δ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3%.

В эксплуатации измерение tg δ 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.

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.

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 4.1

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении машин, 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

Таблица 4.2

Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции машин постоянного тока

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотки	Принимается по нормам, приведенным в табл. 3.2, п. 6	Для машин мощностью более 3 кВт
2. Бандажи якоря	1,0	То же
3. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	1,0	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 ±10% от среднего размера зазора. (Если в заводской инструкции не установлены более жесткие требования.)

Таблица 4.3

Норма отклонения значений сопротивления постоянному току

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 пускорегулировочные резисторы	П	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10%	Измерения производятся на каждом ответвлении
	К	Не должно быть обрывов цепей	

4.6. П, К. Снятие характеристики холостого хода и испытание витковой 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 машин 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.

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[1]

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%.

[1]Сопротивление постоянному току обмотки ротора измеряется у синхронных электродвигателей и асинхронных электродвигателей с фазным ротором.

Таблица 5.1

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции	Примечание
1. Обмотка статора	П К, Т*	2500/1000/ 500**	В соответствии с указаниями табл. 5.2 Для электродвигателей, находящихся в эксплуатации, допустимые значения сопротивления изоляции $R_{60''}$ и коэффициент абсорбции не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости их сушки	В эксплуатации определение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ 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. Термоиндикаторы 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 выемкой ротора

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

** Сопротивление 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 для обмоток статора электродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	значение сопротивления изоляции, МОм	значение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$
1. Мощность более 5 МВт, термореактивная и микалентная компаундированная изоляция	Согласно условиям включения синхронных генераторов п. 3.2	
2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, термореактивная изоляция	При температуре 10–30 °С сопротивление изоляции не ниже десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10–30 °С
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением свыше 1 кВ	Не ниже значений, указанных в табл. 5.3	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 10–30 °С	–

Таблица 5.3

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей

(табл. 5.2, пп. 3 и 4)

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3–3,15	6–6,3	10–10,5
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

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора***	П	Менее 1,0	Ниже 0,1	$0,8(2U_{ном}+0,5)$
		От 1,0 и до 1000	Ниже 0,1	$0,8(2U_{ном}+1)$
			Выше 0,1	$0,8(2U_{ном}+1)$, но не менее 1,2
		От 1000 и более	До 3,3 включительно	$0,8(2U_{ном}+1)$
		От 1000 и более	Свыше 3,3 до 6,6 включительно	$0,8 \cdot 2,5U_{ном}$
		От 1000 и более	Свыше 6,6	$0,8(2U_{ном}+3)$
	К	40 и более, а также электродвигатели ответственных механизмов*	0,4 и ниже	1,0
			0,5	1,5
			0,66	1,7
			2,0	4,0
			3,0	5,0
			6,0	10,0
			10,0	16,0
		Менее 40	0,66 и ниже	1,0

Окончание табл. 5.4

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания***	П К	– –	– –	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8 1,0
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором***	П, К	–	–	$1{,}5U_р$**, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей	П, К	–	–	2,0
5. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	П, К	–	–	$1{,}5U_р$**, но не менее 1,0

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

** $U_р$ – 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.

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

При капитальном ремонте проверяется целостность цепей.

5.5. П, К. Измерение воздушного зазора между сталью 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 значений, приведенных в табл. 5.5, указывает на необходимость перезаливки вкладыша.

Таблица 55

Допустимые величины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин		
	до 1000	от 1000 до 1500 (включительно)	свыше 1500
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

5.7. П, К. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным 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.

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.

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[1] ,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.

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 воздухоохладителя

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

[1] Если в инструкции по эксплуатации не оговорена другая норма.

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 возбудителей

Испытание возбудителей производится у синхронных электродвигателей в соответствии с указаниями раздела 32.

6. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И МАСЛЯНЫЕ РЕАКТОРЫ[1]

6.1. П. Определение условий включения трансформаторов

6.1.1. Контроль при вводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный или восстановительный ремонт со сменой обмоток и изоляции (первое включение)

Контроль осуществляется в соответствии с требованиями раздела 6 и инструкций заводов-изготовителей.

6.1.2. Контроль при вводе в эксплуатацию трансформаторов, прошедших капитальный ремонт в условиях эксплуатации (без смены обмоток и изоляции)

Контроль осуществляется в соответствии с требованиями раздела 6 и РДИ 34-38-058–91 «Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110–1150 кВ мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт».

6.2. П, К, М. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторов собственных нужд.

Состояние трансформаторов оценивается путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентрации газов в масле и по скорости роста концентрации газов в масле.

Оценка состояния трансформаторов и определение характера возможных дефектов производятся в соответствии с рекомендациями Методических указаний

[1] Далее – трансформаторы.

по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле (РД 34.46.302–89).

Хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВ·А и блочные трансформаторы собственных нужд – через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;
- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВ·А и более, а также все трансформаторы 220–500 кВ в течение первых 3 сут, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее – не реже 1 раза в 6 мес.;
- трансформаторы напряжением 750 кВ – в течение первых 3 сут, через 2 недели, 1, 3 и 6 мес. после включения и далее – не реже 1 раза в 6 мес.

6.3. П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВ·А и более.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, – не выше 2%, а эксплуатируемых трансформаторов – не выше 4% по массе (образец твердой изоляции толщиной 3 мм). Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т.

Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов изоляции. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.

Периодичность контроля в процессе эксплуатации: первый раз – через 10–12 лет после включения и в дальнейшем – 1 раз в 4–6 лет.

6.4. Измерение сопротивления изоляции

6.4.1. П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения (п. 1.5), должно быть не менее 50% исходных значений.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60"}$, МОм	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток 20–30 °С должно быть для трансформаторов с номинальным напряжением:

До 1 кВ включительно	– не менее 100 МОм;
Более 1 до 6 кВ включительно	– не менее 300 МОм;
Более 6 кВ	– менее 500 МОм.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область «риска», п. 25.3.1) и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10 °С – у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;
20 °С – у трансформаторов напряжением 220–750 кВ.

6.4.2. П, К. Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных 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 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.

6.5. П, К, Т, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tg δ) изоляции обмоток

Измерения производятся у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Значения tg δ изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения (п. 1.5), с учетом влияния tg δ масла не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50%.

Измеренные значения tg δ изоляции при температуре изоляции 20 °С и выше, не превышающие 1%, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходными данными не требуется.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область «риска», п. 25.3.1) и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации tg δ изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» измерительного места к свободным обмоткам или баку. В процессе эксплуатации допустимо ограничиваться только измерениями по зонам изоляции.

Результаты измерений tg δ изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерение tg δ обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10 °С – у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

20 °С – у трансформаторов напряжением 220–750 кВ.

6.6. Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

6.6.1. М. Оценка по наличию фурановых соединений в масле

Оценка производится у трансформаторов 110 кВ и выше. Для трансформаторов напряжением ниже 110 кВ производится по решению технического руководителя предприятия.

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 (см. сноску к п. 11 табл. 25.4).

6.6.2. К. Оценка по степени полимеризации

Оценка производится у трансформаторов 110 кВ и выше.

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

6.7. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

6.7.1. 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 повышенным напряжением 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 для облегченной изоляции.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

6.7.2. П, К. Испытание изоляции доступных стяжных 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

Испытания при вводе в эксплуатацию производятся в случае вскрытия трансформатора для осмотра активной части.

Значение испытательного напряжения – 1 кВ. Продолжительность испытания – 1 мин.

6.7.3. 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, масло-

указателями, 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.

Таблица 6.1

Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией

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
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)

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 промежуток между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс. В случаях если испытательное оборудование не позволяет обеспечить испытательное напряжение выше 100 кВ, допускается проводить испытание при максимально возможном испытательном напряжении, но не менее 100 кВ.

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.

Таблица 6.2

Испытательные напряжения промышленной частоты герметизированных силовых трансформаторов

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

6.8. П, К. 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 бóльшим 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.

6.9. П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка производится при всех положениях переключателей ответвлений. Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соот-

ветствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный при капитальном ремонте не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

6.10. П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов

Группа соединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, а полярность выводов – обозначениям на крышке трансформатора.

6.11. П, К. Измерение потерь холостого хода

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А производятся после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым на заводе-изготовителе.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5%.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10%.

Измерения в процессе эксплуатации производятся по решению технического руководителя предприятия исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать 30%.

6.12. П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания ($Z_к$) трансформатора

Измерение производится у трансформаторов 125 МВ·А и более.

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

Значения $Z_к$ при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного по напряжению КЗ ($U_к$) трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%.

Значения $Z_к$ при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3%. У трехфазных транс-

форматоров дополнительно нормируется различие значений $Z_к$ по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

В процессе эксплуатации измерения $Z_к$ производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний.

6.13. Оценка состояния переключающих устройств

6.13.1. К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с требованиями документа, указанного в п. 6.1.2.

6.13.2. П, К. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями документов, указанных соответственно в пп. 6.1. и 6.1.2.

6.14. П, К. Испытание бака на плотность

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

Испытание производится:

- у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно – гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;
- у трансформаторов с пленочной защитой масла – созданием внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа;
- у остальных трансформаторов – созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительность испытания во всех случаях – не менее 3 ч.

Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно – не ниже 10 °С, остальных – не ниже 20 °С.

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

6.15. П, К, Т. Проверка устройств охлаждения

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и текущем ремонте трансформаторов производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект заводской технической документации на данный трансформатор, а при капитальном ремонте – в соответствии с требованиями документа, указанного в п. 6.1.2.

6.16. 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 документов, указанных в пп. 6.1.1 и 6.1.2.

6.17. П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

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

6.18. П, К. Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного или адсорбирующего фильтра при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями документов, указанных соответственно в пп. 6.1.1 и 6.1.2.

6.19. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

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

6.20. Испытание трансформаторного масла

6.20.1. 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 110–330 кВ – 0,0025%;
У трансформаторов напряжением 500–750 кВ – 0,0020%.

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

6.20.2. П. Испытание масла в процессе хранения трансформаторов

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

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается в соответствии с требованиями табл. 25.2 (п. 1–4) не реже 1 раза в 2 мес.

6.20.3. П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям пп. 1–7 табл. 25.2. По решению технического руководителя предприятия испытания масла по пп. 3, 6 и 7 табл. 25.2 могут не производиться.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласно требованиям табл. 25.2 (пп.1–7), а у трансформаторов с пленочной защитой масла – дополнительно по п. 10 той же таблицы.

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

6.20.4. М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов*

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям п. 1 табл. 25.4 в течение первого месяца эксплуатации – 3 раза в первой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается по требованиям пп. 1–3 табл. 25.4 не реже 1 раза в 4 года с учетом требований разд. 25.3.1 и 25.3.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям табл. 25.4 (пп. 1–7), а у трансформаторов с пленочной защитой масла – дополнительно по п. 10 той же таблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

Трансформаторы 110–220 кВ – через 10 дней и 1 мес;
Трансформаторы 330–750 кВ – через 10 дней, 1 и 3 мес.

В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года согласно требованиям пп. 1–3 табл. 25.4 и не реже

* Масло из трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно, установленных в электрических сетях, допускается не испытывать.

1 раза в 4 года по требованиям пп. 1–9 табл. 25.4 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно по п. 10 табл. 25.4) с учетом требований разд. 25.3.1 и 25.3.2.

Испытание масла по требованиям табл. 25.4 (п. 3) может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по п. 6.2 настоящего раздела Норм.

6.21. П. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение

Включение трансформаторов производится на время не менее 30 мин. В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

6.22. П. Испытание вводов

Испытания вводов производятся в соответствии с разделом 23 Норм.

6.23. Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с разделом 7.3 Норм.

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 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) – при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно 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 изоляции под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно требованиям табл. 25.4, пп. 1–3 (область «риска»);
- 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.

7.2. П, К, М. Измерение tg δ изоляции

Измерения tg δ у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

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.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- 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 согласно 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»);
- 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, приведенные к температуре 20 °С, должны быть не более указанных в табл. 7.2.

У каскадных трансформаторов тока tg δ основной изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений tg δ основной изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

7.3. П, К, 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.

Таблица 7.2

Тип изоляции	Предельные значения tg δ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20 °С						
	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 tg δ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.

7.3.2. П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

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%.

7.5. П. 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.

Измерение производится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

7.7. П, К, 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 табл. 25.4 с учетом разд. 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 контролируемыми параметрами 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 $\lvert\Delta \mathrm{tg}\delta\rvert$ и $\Delta Y/Y$	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
220	2,0	3,0
330–500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

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

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

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

Таблица 7.4

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

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. Контроль изоляции под рабочим напряжением

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

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

Контролируемые параметры: изменения 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 ($\Delta \operatorname{tg} \delta$ 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.

8. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

8.1. Электромагнитные трансформаторы напряжения

8.1.1. П, К, 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

* 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 частоты 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, К, 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, К, 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, К, 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, К, 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, К, М. Испытания вентильных разрядников

Испытания вентильных разрядников проводятся согласно указаниям раздела 21.

9. МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

9.1. П, 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 мегаоммметром на напряжение 2500 В.

Таблица 9.1

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов

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

9.1.2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с табл. 26.1.

9.2. Испытания вводов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 23.

9.3. П, 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 разделом 26.2.

9.4. П, С, М. Оценка состояния внутрибаковой 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 tg δ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в табл. 23.1.

Внутрибаковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный tg δ более чем на 4% (абсолютная величина).

9.5. Измерение сопротивления постоянному току

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

Эти измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно. Их значения не должны превосходить значений, указанных в табл. 9.2. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в заводской инструкции.

Таблица 9.2

Значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВПМ-10	630	78
	1000	72
МГ-10, МГ-20	5000	300*
	6000	Нет данных
МГГ-10	3150	18; 240*
	4000	14; 240*
	5000	12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100
ВМ-22, ВМ-23	600	150
	1000, 1500	100
ВМГ-133	600	100
	1000	75
ВМГ-10	630	75
	1000	70
ВПМП-10	630	78
	1000	72
ВМПЭ-10	630	50
	1000	40
	1600	30
ВМПП-10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП-10, ВМП-10П	600	55
	1000	40
	1500	30
ВММ-10	630	85

Окончание табл. 9.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВК-10, ВКЭ-10	**630**	50/45**
	1000	45/40**
	1600	**25**
ВЭ-10, ВЭС-6	1600	30
	2000-2500	20
	3200-3600	15
С-35	**630**	310
	3200	**60**
МКП-35	**1000**	250
ВТ-35, ВТД-35	**630**	550
МКП-110Б	**630**	1300
	1000	800
У-110-2000-40	**2000**	800
У-110-2000-50	**2000**	365
У-220-1000/2000-25	2000	600
У-220-2000-40	**2000**	450
ВМТ-110	–	115/85***
ВМТ-220	–	115/85***
ММО-110	**1250**	180
ВМПЭ-10	**3150**	10
ВММ-10	**400**	55
МКП-220	**600**	1200
МКП-274	**600**	800
МКП-110М	**630**	800
МКП-110-5	1000	800
ВКЭ-М-10	1600	25

* Сопротивление дугогасительных контактов.

** В числителе указаны данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе – на 31,5 кА.

*** В числителе указано сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе – на 40 кА.

9.5.2. П, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским данным с указанными в них допусками.

9.5.3. П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать заводским нормам.

9.6. П, С. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей

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

Скоростные и временные характеристики выключателя, пригодного к эксплуатации, должны соответствовать данным табл. 9.3.

Таблица 9.3

Скоростные и временные характеристики масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВПМ-10	2,3±0,3/2,4±0,3	2,6/3,9	0,3	0,12
МГ-10	2,2±0,2/1,8±0,3	–/2,4	0,75	0,135
МГ-20	2,0±0,3/1,8±0,3	–/2,3	0,8	0,155
МГГ-10-45УЗ	2,3±0,3/2,5±0,2	2,6/3,6	0,4	0,12
МГГ-10-5000-63УЗ	3,0±0,3/2,5±0,2	3,6/3,6	0,4	0,11
ВМ-14, ВМ-16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,24	0,12
ВМ-22	1,6/1,5	–	0,24	0,15
ВМ-23	1,8/1,75	–	0,28	0,15
ВМГ-133	2,4–3/1,75–2	3,2/3,2	0,23	0,1

Продолжение табл. 9 3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	макси-мальная, не более	включения	отключе-ния
ВМГ-10	2,0–2,6/2,1–2,7	2,6/3,9	0,3	0,12
ВПМП-10	2,4–2,8/2,2±0,3	3,2/3,2	0,3	0,12
ВМПЭ-10-630(1000,1600)	4,7+0,3/3,0+0,3	5,7/5,0	0,3	0,07
ВМПЭ-10-3150	4+0,4/3,1+0,3	5,7/4,5	0,3	0,09
ВМП-10	4,5±0,5/3,4±0,4	5,0/5,0	0,3	0,1
ВМП-10П	4,5±0,4/3,5±0,3	6,0/5,0	0,2	0,1
ВММ-10	–/2,3+0,2	–	0,2	0,1
ВМПП-10-20	4,2+0,4/2,5+0,2	–	0,2	0,1
ВМПП-10-31,5	4,5+0,4/2,8+0,2	–	0,2	0,1
ВК-10-20-630(1000)	3,5+0,3/2,5±0,2	–	0,075	0,05
ВК-10-20-1600	3,2±0,3/2,3±0,2	–	0,075	0,05
ВК-10-31,5-630(1000)	4,2+0,4/2,5±0,2	–	0,075	0,05
ВК-10-31,5-1600	4,0+0,4/2,3±0,2	–	0,075	0,05
ВЭ-10-1250(1600)-20	5,2+0,5/3,5+0,4	–	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-20	4,8+0,5/3,0+0,3	–	0,075	0,06
ВЭ-10-1250(1600)-31,5	6,5+0,6/3,5+0,4	–	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-31,5	5,8+0,6/3,0+0,3	–	0,075	0,06
ВЭ(С)-6	5,8+0,6/3,0+0,3	–	0,075	0,06
ВКЭ-10-20-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	–	0,3	0,07
ВКЭ-10-20-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	–	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	–	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	–	0,3	0,07
С-35-630 с приводом ШПЭ-12	2,7±0,3/1,0±0,2	3,0-0,3/ 1,6±0,2	0,34	0,05
С-35-630 с приводом ПП-67	2,7±0,3/1±0,2	3,0-0,3/ 1,6±0,2	0,4	0,12
С-35-3200-50 с приводом ШПЭ-38	2,3+0,2/1,5+0,2	3,2-0,3/ 2,4-0,2	0,64	0,055

Продолжение табл. 9.3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	макси-мальная, не более	включения	отключе-ния
МКП-35	1,7+0,2/1,6+0,2	3,2-0,3/ 3,6-0,2	0,4	0,05
ВТ-35	1,8±0,3/1,1±0,2	2,1±0,3/ 2,7±0,2	0,35	0,12
ВТД-35	2,2±0,3/1,1±0,2	2,5±0,2/ 3,1±0,3	0,35	0,12
МКП-110	1,7+0,2/1,3+0,2	3,8–0,4/ 2,9–0,3	0,6	0,05
У-110-2000-40	1,7+0,2/1,3+0,2	3,3–0,4/ 3,7–0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	– 0,06
У-110-2000-50	1,7+0,2/2,1+0,3	3,5–0,4/ 3,9–0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	– 0,05
У-220-1000/2000-25	1,9+0,2/1,3+0,2	4,6–0,4/ 3,8–0,4	0,8	0,05
У-220-2000-40	1,3+0,2/2,0+0,3	4,3–0,4/ 3,6–0,4	0,75	0,045
ВМТ-110, ВМТ-220(25 кА)	2,7–3,3/2,3–2,9	– –	0,13	0,035
ВМТ-110, ВМТ-220(40 кА)	2,7÷3,3/2,3–2,9	–	0,13	0,03
ММО-110	6,0±0,2/5,3±0,2	–	0,15	0,05
ВМГ-133 с приводом ПС-10	–	–	0,25	0,1
ВМГ-133 с приводом ППМ-10	–	–	0,2–0,3	0,1
ВМГ-133 с приводом ПВ-10	2,0/3,0	3,0/3,2	0,16	0,1
ВМП-10 с приводом ПЭ-11	3,2/3.8	5,0/5,0	0.3	0,12

Окончание табл 9 3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	макси-мальная, не более	включения	отключе-ния
ВМП-10 с пружинным приводом	4,5/3,8	5,0/5,0	0,2	0,1
МКП-35 с приводом ШПС-30	1,5–2,1/1,5–1,7	2,0–2,5/ 2,8–3,5	0,43	0,05
МКП-35 с приводом ШПЭ-2	1,7–2,5/2,0±0,3	2,9/3,7	0,43	0,05
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-37	2,1±0,3/1,6±0,3	3,7±0,4/ 3,3±0,4	0,75–0,85	0,06
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	2,2±0,3/1,4±0,2	3,0–3,3/ 3,2±0,4	0,4–0,5	0,055
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	2,0±0,3/1,5±0,2	3,2±0,4/ 2,7±0,4	0,05–0,06	0,05
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	2,3±0,3/1,5±0,2	3,3±0,4/ 3,7±0,4	0,6	0,05
МКП-220	2,7–3,0/1,5±0,2	4,0±0,4/ 3,2±0,4	0,6–0,7	0,03

Примечание. В числителе приведена скорость при замыкании контактов, в знаменателе – при их размыкании.

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

Измеренные значения должны соответствовать данным табл. 9.4.

9.8. П, 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.

Таблица 9.4

Нормы на ход подвижных частей выключателей

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВПМ-10	210±5	45±5	5
МГ-10	425±15	90±2	5
МГ-20	475÷500	90±2	5
МГГ-10-3150(4000,5000)–45	295±5	90÷95	4
		(18±2)	4
МГГ-10-5000-63	290±5	90÷95	6 (4)
		(22±4)	
ВМ-14	–	–	4
ВМ-16	133±3	50±5	5
ВМ-22, ВМ-23	200±5	40±5	6
ВМГ-133	250±5	40±5	2
ВМГ-10	210±5	45±5	5
ВПМП-10	210±5	45±5	5
ВМПЭ-10-630 (1000,1600)	204±3	55±4	5
ВМПЭ-10-3150	235±5	77±6	7
ВМП-10, ВМП-10П	240÷245	59±4	5
ВММ-10	180	35±3	5
ВМПП-10	207±4	59±4	5
ВК-10, ВКЭ-10, ВКЭ-М-10	158±2	29÷32	3
ВЭ-10, ВЭ(С)-6	–	26÷31	–
		(7,5÷9)	1
С-35-630-10	228±6	10±1	1
С-35-3200-50	280±5	20±1	1
МКП-35	260–275	15±1	2
ВТ-35,ВТД-35	230±10	8÷13	2
МКП-110	465±10	8±1	2

Окончание табл. 9.4

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
У-110-2000-40	465±10	10±1	2
У-110-2000-50	485±15	20±1	2
У-220-1000/2000-25	795±10	7÷10	2
У-220-2000-40	730±10	20±1	2
ВМТ-110, ВМТ-220	492±3	57÷60	–
ММО-110	420^{+10}_{-5}	80±5	5
МКП-35 с приводом ШПС-30	280_{-10}		
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	500_{-20}	7÷10	1
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	510^{+5}_{-10}	7÷10	1
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	500±10	7÷10	1
МКП-220	800^{+5}_{-10}	7÷10	1
МКП-274	1160±25	16±2	2

Примечания:

1. В скобках указаны нормы для главных контактов.

2. В случае несоответствия значений, указанных в таблице и представленных заводом-изготовителем, следует руководствоваться данными заводских инструкций.

9.9. П, С, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произведение 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, С. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должно быть не более:

	Электромагниты отключения	Электромагниты включения
При питании привода от источника постоянного тока	$0{,}7U_{ном}$	$0{,}85U_{ном}$
При питании привода от источника переменного тока	$0{,}65U_{ном}$	$0{,}8U_{ном}$

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

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

9.11. П, 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, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего, текущего и непланового ремонтов и проводиться 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;
- до заливки его в маломасляные выключатели всех напряжений.

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 подлежит, 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.

10. ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

10.1. П, 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 в соответствии с табл. 26.1.

10.2. П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением

10.2.1. Испытание опорной изоляции

Испытательные напряжения для выключателей должны приниматься 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 26.2.

Таблица 10.1

Предельные значения сопротивлений постоянному току контактных систем воздушных выключателей

Тип выключателя	Сопротивление контура полюса, мкОм, не более
ВВН-110-6, ВВШ-110	140
ВВН-154-8, ВВШ-150	200
ВВН-220-10	240
ВВН-220-15	260
ВВН-330-15	460
ВВ-330Б	380
ВВ-500Б	500
ВВУ-35, ВВБ-110, ВВБМ-110Б, ВВБК-110Б	80
ВВУ-110Б, ВВБ-220Б, ВВД-220Б, ВВБК-220Б	300
ВВБ-330Б, ВВД-330Б, ВВДМ-330Б, ВВБК-500А	600
ВВБ-500А	900
ВВБ-750А	1200
ВНВ-330-40, ВНВ-330-63, ВНВ-500-40, ВНВ-500-63	150
ВНВ-750	230
ВО-750	300
КАГ-24	

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, серии ВНВ – 70 мкОм.

2. У выключателей типа ВВ напряжением 330–500 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.

3. Значения сопротивлений каждого разрыва дугогасительного устройства выключателей 330–750 кВ серии ВНВ не должны превышать 35 мкОм.

10.3. Измерение сопротивления постоянному току

10.3.1. П, 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, внутриполюсной 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 10.2

Нормируемые значения сопротивлений постоянному току омических делителей напряжения и шунтирующих резисторов

Тип выключателя	Сопротивления одного элемента. Ом
ВВН-110-6	150±5
ВВШ-110Б, ВВШ-150Б	150^{+4}_{-2}
ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15, ВВН-330-15	15000±150
ВВ-330, ВВ-500	14140±140
ВВУ-35	4,35–4,6
ВВУ-110Б	5±0,3 (нижний модуль) 100±2 (верхний модуль)
ВВБ-110, ВВБ-220Б	100±2
ВВБМ-110Б, ВВД-220Б	50±1
ВВБК-110Б, ВВБК-220Б	$47{,}5^{+1}_{-0{,}5}$
ВНВ-330-63, ВНВ-500-63	75^{+1}_{-3}

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

10.3.2. П, 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±1,5 Ом; 2-я обмотка – 45±2 Ом; обе обмотки – 55±3,5 Ом;
- электромагниты завода «Электроаппарат» – 0,39±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±0,5 А.

10.3.3. П, 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, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагниты управления воздушных выключателей должны срабатывать при напряжении не более $0{,}7U_{ном}$ при питании привода от источника постоянного тока и не более $0{,}65U_{ном}$ при питании от сети переменного тока через выпрямительные устройства и наибольшем рабочем давлении сжатого воздуха в резервуарах выключателя. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

10.5. П, 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, 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. 10.3–10.5. Виды операций и сложных циклов, значения давлений и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в табл. 10.6.

Нормы на характеристики комплектного устройства КАГ-24-30/30000У3 приведены в табл. 10.7–10.9.

10.7. П, 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. 10.6.

Таблица 10.3

Нормы на характеристики воздушных выключателей на напряжение 110–500 кВ с воздухонаполненным отделителем

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВН-154-8, ВВШ-150	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20 кА)	ВВ-330Б (31,5 кА)	ВВ-500 (20 кА)	ВВ-500Б (31,5 кА)
1. Вжим подвижных контактов камеры, мм	12±3	12±3	12±3	12±3	12±3	10±4	10±4	10±4	10±4
2. Вжим подвижных контактов отделителя, мм	10±2	10±2	10±2	10±2	10±2	8±3	10±2	8±3	10±2
3. Давление срабатывания при отключении, при котором отделитель четко залипает, МПа, не более	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
4. Давление, при котором первый контакт отделителя начинает двигаться на замыкание (давление отлипания), МПа	Не более 1	Не более 1	Не более 1	Не более 1	Не более 1	0,45–0,9	0,45–0,9	0,45–0,9	0,45–0,9
5. Падение (сброс) давления в резервуаре при отключении, МПа	0,28-0,29	0,28-0,29	0,28–0,29	0,28–0,29	0,28-0,29	Не более 0,3	0,25–0,3	Не более 0,3	0,25–0,3
6. Расход воздуха на вентиляцию выключателя, л/ч	Не менее 1350	Не менее 2700	Не менее 2700	Не менее 2700	Не менее 5400	1200–2400	1200–2400	1800–3600	1800–3600
7. Расход воздуха на утечки во включенном положении выключателя, л/ч, не более	120	120	120	120	300	300	300	300	300
8. Расход воздуха на утечки в отключенном положении выключателя, л/ч, не более	430	430	430	430	860	300	300	300	300
9. Собственное время отключения (от подачи команды до первого размыкания контактов гасительной камеры), с, не более	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

Окончание табл. 10.3

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВН-154-8, ВВШ-150	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20 кА)	ВВ-330Б (31,5 кА)	ВВ-500 (20 кА)	ВВ-500Б (31,5 кА)
10. Разновременность размыкания контактов гасительной камеры полюса, с, не более	0,004 (0,005)	0,005	0,005	0,007	0,006	0,008	0,008	0,008	0,008
11. Бесконтактная пауза гасительной камеры (от последнего размыкания контактов камеры до первого вибрационного замыкания их), с	0,10–0,16	0,10–0,16	0,10–0,16	0,10± ±0,02*	0,10–0,16	0,14–0,18	0,2–0,27	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	0,12	0,1
13. Запаздывание 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	0,03–0,05	0,03–0,05	0,025–0,05	0,045–0,07	0,025–0,05	0,045–0,07
14. Разновременность размыкания контактов отделителя, с, не более	0,01	0,015 (0,01)	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015
15. Разновременность отключения полюсов выключателя, с, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	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	Не менее 0,04	Не менее 0,04	0,07–0,11	0,07–0,11	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	0,25	0,03	0,23	0,23	0,26	0,26

18. Разновременность замыкания контактов отделителя (от первого вибрационного замыкания до прекращения вибрации контактов), с, не более	0,025	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
19. Разновременность включения полюсов выключателя, с, не более	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
20. Длительность включающего импульса***, с	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	0,13–0,19	0,15–0,21	0,15–0,24	0,11–0,2
21. Бесконтактная пауза АПВ (от последнего размыкания контактов камеры при отключении до первого вибрационного замыкания контактов отделителя при включении), с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2-0,3	0,3	0,23-0,3

* Бесконтактная пауза менее 0,1 с допускается при запаздывании отделителя не более 0,035 с.

** Вибрация контактов камеры должна прекратиться за время не менее чем 0,05 с до первого замыкания контактов отделителя в цикле ОВ.

*** Длительности отключающих и включающих импульсов должны быть практически одинаковы на всех полюсах выключателя.

Примечания:

1. Нормы, приведенные в скобках (пп. 10, 14, 17), относятся к выключателям ВВШ-110 и ВВШ-150.
2. Нормы, приведенные в графах 7 и 9 (п. 12), учитывают вибрацию контактов камеры.

Таблица 10.4

Нормы на характеристики воздушных выключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ и ВВБК на напряжение 35–750 кВ

Характеристика	ВВБМ–110	ВВБ–220Б	ВВД–220	ВВД–330Б	ВВБ–500А	ВВБ–750А	ВВУ–35	ВВУ–110	ВВБК–110Б	ВВБК–220Б	ВВБК–500А
1. Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении, МПа, не более	1,4	1,4	1,9	1,4	1,4	1,9	1,4	1,4	2,8	2,8	2,8
2. Давление включения главных контактов 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	0,4–0,6	0,4–0,6	1,0–1,35	1,0–1,35	1,0–1,35
3. Давление включения контактов 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	1,5–2,1	–
4. Падение (сброс) давления в резервуарах при отключении, МПа	0,26–0,3	0,26–0,3	0,4–0,45	0,3–0,35	0,24–0,28	0,31–0,37	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	0,057–0,065	0,038–0,042	0,045–0,055	0,055–0,065	0,04–0,048	0,02–0,028	0,022–0,028
6. Разновременность размыкания главных контактов, с, не более:											

– полюса	–	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	–	0,004	–	0,005	0,005
– трех полюсов	0,004	0,005	0,008	0,01	0,01	0,01	0,005	0,008	0,01	0,01	0,01
7. Запаздывание 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	0,025	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	0,24–0,25	0,1–0,106	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	0,01	0,06	0,002	0,01	–	0,005	0,01

Окончание табл. 10.4

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ВВД-220	ВВД-330Б	ВВБ-500А	ВВБ-750А	ВВУ-35	ВВУ-110	ВВБК-110Б	ВВБК-220Б	ВВБК-500А
14. Запаздывание последнего замыкания контактов шунтирующей цепи относительно замыкания главных контактов, с, не более	0,1	0,08	0,12	–	–	–	–	0,08	0,12	0,12	–
15. Запаздывание 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 0,12	Не более 0,1	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	0,25	0,25	0,19	0,2	0,3	0,3	0,3
19. Расход сжатого воздуха на вентиляцию полюса, л/ч, не менее	333	500	500	1000	1500	2000	1000	1500	900	1080	2400
20. Расход сжатого воздуха на утечки, л/ч, не более	150	240	400	800	750	1320	150	250	480	800	1500

Таблица 10.5

Нормы на характеристики воздушных выключателей серии ВНВ

Характеристика	ВНВ-330-40	ВНВ-330-63	ВНВ-500-40	ВНВ-500-63	ВНВ-750-40
1. Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении и включении, МПа, не более	2,5	2,5	2,5	2,5	3,0
2. Давление, при котором контакты дугогасительного устройства начинают двигаться на смыкание (давление самовключения), МПа	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5
3. Падение (сброс) давления, МПа, не более:					
– при отключении	0,28	0,28	0,28	0,28	0,26
– при включении	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4. Расход сжатого воздуха на:					
– утечки, л/ч, не более	2000	2500	2000	2500	2500
– вентиляцию, л/ч	600–1200	600–1200	600–1200	600–1200	900–1800
5. Собственное время отключения полюса (от подачи команды на отключение до момента размыкания дугогасительного контакта, размыкающегося первым), с, не более	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
6. Разновременность размыкания (расхождения) главных контактов дугогасительных устройств полюса, с, не более	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
7. Запаздывание момента размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов относительно размыкания главных контактов, с, не более	–	0,035	–	0,035	–
8. Время от момента размыкания контактов коммутационных механизмов до начала движения их сопел на закрытие, с, не менее	–	0,015	–	0,015	–
9. Разновременность размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов, с, не более	–	0,005	–	0,005	–
10. Время от момента размыкания главных контактов до начала движения сопел на закрытие (стоянка сопел), с	–	0,018–0,026	–	0,018–0,026	–

Окончание табл. 10.5.

Характеристика	ВНВ-330-40	ВНВ-330-63	ВНВ-500-40	ВНВ-500-63	ВНВ-750-40
11. Время обтекания током электромагнита отключения, с, не менее	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
12. Собственное время включения полюса (от подачи команды на включение до момента смыкания дугогасительного контакта, смыкающегося последним), с, не более	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
13. Разновременность замыкания (касания) главных контактов дугогасительных устройств полюса, включая вибрацию, с, не более,	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
в том числе разновременность первых касаний главных контактов, с, не более	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
14. Время от момента замыкания главных контактов до момента подачи команды на отключение в цикла ВО, с, не более	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
15. Бесконтактная пауза АПВ, с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
16. Разновременность срабатывания трех полюсов, с, не более:					
– при отключении	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
– при включении	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Таблица 10.6

Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывание	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
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

Окончание табл. 10.6

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
12. ВО	»	Номинальное	2
13. ОВО	»	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	»	2

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

10.8. П, С. 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. М. Тепловизионный контроль

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

Таблица 10.7

Нормы на характеристики выключателя КАГ-24

Характеристика	Нормы
1. Сопротивление постоянному току резистора, шунтирующего разрыв камеры, Ом	140±0,1
2. Падение (сброс) давления при отключении выключателя, МПа	0,25–0,35
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
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

Окончание табл. 10.7

Характеристика	Нормы
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 размыкания отделителя, с, не более	0,02
15. Разновременность работы трех полюсов, с, не более:	
при включении	0,02
при отключении	0,01
16. Падение давления в резервуарах полюса, вызванное утечками, за 1 ч, МПа, не более	0,05

Таблица 10.8

Нормы на характеристики разъединителя КАГ-24

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

Таблица 10.9

Условия и число опробований выключателей и разъединителей КАГ-24 при наладке

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.

11. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

11.1. П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с табл. 26.1.

11.2. П, С. Испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

11.2.1. Испытание изоляции выключателя нагрузки

Испытательное напряжение должно соответствовать данным табл. 6.1.

11.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

11.3. П, С. Измерение сопротивления постоянному току

11.3.1. 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. С. Определение степени износа дугогасящих вкладышей

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

11.5. 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, С. Проверка действия механизма свободного расцепления

Проверка должна выполняться согласно указаниям п. 9.9.

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

Проверка должна выполняться в соответствии с указаниями п. 9.10.

11.8. П, 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, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с табл. 26.1.

12.2. Испытание изоляции

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями разд. 26.2.

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

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

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 6.1.

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

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

12.3. Измерение сопротивления постоянному току

12.3.1. П, 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, С, Т. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским нормам.

12.4. П, 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 элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

12.5. П, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 20.

Значение измеренной емкости должно соответствовать норме завода-изготовителя.

12.6. П, 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. 10.6. 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, 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. 10.6.

12.8. П, С, Т. Контроль наличия утечки газа

Проверка герметичности производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки щупом 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, 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 °С.

12.10. П, 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.

13. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ[1]

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

Измерение должно выполняться в соответствии с табл. 26.1.

13.2. П, 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

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

13.3. П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:
- электромагниты включения при напряжении не менее $0{,}85U_{ном}$;
- электромагниты отключения при напряжении не менее $0{,}7U_{ном}$.

13.4. П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

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

---

[1] Измерение сопротивления постоянному току, определение допустимого износа контактов, измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов производятся в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

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

13.5. 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 КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ

14.1. П, 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 в соответствии с табл. 26.1.

14.2. П, 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.

Испытание опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110–220 кВ проводится в соответствии с Циркуляром Ц-04-97(э) «О предупреждении поломок опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110–220 кВ».

14.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

14.3. П, 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

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35–220	600	220
РОНЗ	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, С. Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

14.5. П, 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, С. Определение временных характеристик

Определение временных характеристик обязательно для отделителей и короткозамыкателей.

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

14.7. П, 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 НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ[1]

Объем и нормы испытаний элементов КРУ (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, разъединители, кабели и т.п.) приведены в соответствующих разделах настоящих Норм.

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 в соответствии с табл. 26.1.

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.

---

[1] Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией испытываются в соответствии с требованиями технической документации изготовителя для каждого типа КРУЭ.

Все выдвижные элементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включают выключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительными трансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытание повышенным напряжением производится до присоединения силовых кабелей.

15.2.2. Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

15.3. П, 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, 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, С. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела 17.

Таблица 15.1

Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

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:

Окончание табл. 15.1

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
	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.

15.6. П, С. Механические испытания

Испытания включают 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов.

16. КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6 КВ И ВЫШЕ

Объем и нормы испытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные 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 мегаомметром 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 составляет 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 боле 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.

16.6. П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

Производится в соответствии с п. 3.26.

Таблица 16.1

Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при:		

Окончание табл. 16.1

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
	– непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора;	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора	При визуальном осмотре
	– односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора	При визуальном осмотре
	– двусторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и генератора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500–1000 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм	При визуальном осмотре
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500–1000 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	1. Измеряется мегаомметром на напряжение 500–1000 В 2. Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

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[1] .

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.[1]

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.

---

[1] Элементы, работающие при напряжении 60 В и ниже, должны быть отключены.

Таблица 19.1

Указания по снятию характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок снятия вольт-амперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1. Каждое поле на воздухе	Вольт-амперная 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
2. Все поля электрофильтра 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 электрофильтра на дымовом газе	Вольт-амперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробойного 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%

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 проекту.

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.

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[1]. 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.

Отклонения 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] Измерения по категории «М» производятся при отрицательных результатах контроля по п. 20.7.

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

20.4. П, К. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерение производится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Измеренное значение tg δ не должно превышать 0,3% (при температуре 20 °С) при первом включении и 0,8% в эксплуатации.

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-20/3-0,107	22,5
КМ2-10,5-24	22,5–25,0

Испытания напряжением промышленной частоты могут быть заменены одноминутным 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[1]

21.1. П, К[2], М. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения

Измерение проводится:

- на разрядниках и ОПН 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.

---

[1] Испытания ОПН, не указанных в настоящем разделе, следует проводить в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

[2] Испытание «К» производится при ремонте разрядника со вскрытием специально обученным персоналом.

Таблица 21.1

Значение сопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые изменения в эксплуатации по сравнению с заводскими данными или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
РВМ-3	15	40	±30%
РВМ-6	100	250	
РВМ-10	170	450	
РВМ-15	600	2000	
РВМ-20	1000	10000	
РВРД-3	95	200	В пределах значений, указанных в столбцах 2 и 3
РВРД-6	210	940	
РВРД-10	770	5000	
Элемент разрядника РВМГ			±60%
110М	400	2500	
150М	400	2500	
220М	400	2500	
330М	400	2500	
400	400	2500	
500	400	2500	
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	150	500	±30%
Вентильный элемент разрядника РВМК-330, 500	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 °С в сухую погоду)	2000	8000	±30%

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 3–35 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 ±30% от данных, приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации.

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

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
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
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

Окончание табл. 21.2

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
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 перенапряжений

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 нейтрали трансформатора 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 в 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

Тип ограничителя перенапряжений	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
ОПН-110У1	73	1,0	1,2
ОПН-1-110ХЛ4	73	2,0	2,5
ОПН-110ПН	73	0,9	1,2
ОПН-150У1	100	1,2	1,5
ОПН-150ПН	100	1,1	1,5
ОПН-220У1	146	1,4	1,8
ОПН-1-220ХЛ4	146	2,0	2,5
ОПН-220ПН	146	1,3	1,8
ОПН-330	210	2,4	3,0
ОПН-330ПН	210	2,2	3,0
ОПН-500У1	303	4,5	5,5
ОПН-500ПН	303	3,4	4,5
ОПН-750	455	6,0	7,2
ОПНО-750	455	4,5	5,5

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 вентильных 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.

21.6. П, К, М. Тепловизионный контроль вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений

Производится у вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями и ограничителей перенапряжений в соответствии с указаниями приложения 3.

При межремонтных испытаниях в случае удовлетворительных результатов тепловизионного контроля проверка состояния вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений по пп. 21.1–21.3 может не проводиться.

Таблица 21.4

Пробивные напряжения разрядников и элементов разрядников при частоте 50 Гц

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
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

Окончание табл. 21.4

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
Искровой элемент разрядников РВМК-330, 500	76	81
Элемент разрядника РВМК-750М	163	196
Элемент разрядника РВМК-1150	181	212

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

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка, мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
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, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Производится измерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИН(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, К, М. Измерение tgδ и емкости изоляции

Производится измерение tg δ 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 (3 кВ для вводов, изготовленных по ГОСТ 10693–64).

Предельные значения tgδ 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, К, 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 tgδ, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110–150	220	330–750
Бумажно-масляная изоляция ввода • основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН(C_2); • последние слои изоляции (C_3)	– –	0,7/1,5 1,2/3,0	0,6/1,2 1,0/2,0	0,6/1,0 0,8/1,5
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением: • основная изоляция (C_1)	1,0/1,5	1,0/1,5	–	–
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением: • основная изоляция (C_1)	3,0/9,0	–	–	–

Примечания:

1. В числителе указаны значения tg δ изоляции при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.

2. Уменьшение tg δ основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на Δtg δ(%)≥0,3 является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения tg δ.

3. Нормируются значения tg δ, приведенные к температуре 20 °С. 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.

Доливаемое 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 во 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.

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.

Таблица 23.2

Класс напряжения, кВ	Предельные значения параметров, %, $\lvert\Delta tg\ \delta\rvert$ 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 $\Delta tg\ \delta$.

Для вводов, контролируемых под напряжением, контроль по пп. 23.1, 23.2 (кроме измерения сопротивления изоляции и $tg\delta$ зоны C_3) 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 $\Delta tg\ \delta$ и $\Delta Y/Y$.

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, %, $\lvert\Delta tg\delta\rvert$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
110–220	$0 \leq \lvert\Delta tg\delta\rvert \leq 0{,}5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0{,}5$	12 месяцев
	$0{,}5 < \lvert\Delta tg\delta\rvert \leq 2{,}0$ $0.5 < \Delta Y/Y \leq 2.0$	6 месяцев

Окончание табл. 23.3

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\lvert\Delta tg\delta\rvert$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
330–500	$0 \le \lvert\Delta tg\delta\rvert \le 0,5$ $0 \le \Delta Y/Y \le 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \lvert\Delta tg\delta\rvert \le 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \le 1,5$	3 месяца
750	$0 \le \lvert\Delta tg\delta\rvert \le 0,5$ $0 \le \Delta Y/Y \le 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \lvert\Delta tg\delta\rvert \le 1,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \le 1,0$	3 месяца

23.8. 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 Российской Федерации (РД 34.20.501–95).

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, 11, 12, 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.

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 (сокращенный анализ);

- 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 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.

Таблица 25.1

Показатели качества свежих отечественных 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	ТКп ТУ 38.401. 5849-92	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. Вязкость кинематическая, мм/с, (сСт), не более при:											ГОСТ 33-82
50 °С	9	9	8	11*	9	9	9	8,5	5	3,5*	
–30 °С	1200	1200	1600	1300	1500	1300	1300	1200	800**	150**	
2. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	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	150	140	125	95	ГОСТ 6356-75
4. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	–	–	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	–	–	Отсутствие	ГОСТ 6307-75
5. Содержание механических примесей	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	ГОСТ 6370-83
6. Температура застывания, °С, не выше	– 45	– 45	– 45	– 55	– 45	– 45	– 45	– 45	– 60	– 65	ГОСТ 20287-9
7. Зольность, %, не более	–	–	–	–	–	0,005	0,005	–	–	–	ГОСТ 1461-75

Окончание табл. 25.1

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	ТКп ТУ 38 401 5849-92	ТСп ТУ 38 401 830-90	ТСп ГОСТ 10121-76	СА ТУ 38 401 1033-95	АГК ТУ 38 101 1271-89	МВТ ГУ 38 401 927-92	
8 Натровая проба, оптическая плотность, баллы, не более	–	–	0,4	–	0,4	0,4	–	–	–	–	ГОСТ 19296-73
9 Прозрачность при 5 °С	–	–	Прозрачно	–	–	Прозрачно	Прозрачно	–	–	–	ГОСТ 982-80, п 5 3
10 Испытание коррозионного воздействия на пластинки из 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	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 Отсутствие 0,20	0,05 Отсутствие 0,20	0,008 0,01 0,10	0,005 Отсутствие 0,10	0,005 Отсутствие 0,10	0,15 0,015 0,15	0,04 Отсутствие 0,10	0,04 Отсутствие 0,10	ГОСТ 981-75
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^3, не более	895	895	885	885	900	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 ионола (АГИДОЛ-1), %, не менее	0,25	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	РД 34.43. 105-89
18. Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых загрязнений, воды, частиц, волокон										Визуальный контроль

* при 40 °С;
** при –40 °С.

Таблица 25.2

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. 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 35 60 65 70	 25 30 55 60 65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985–79, мг КОН/г масла, не более*	Электрооборудование: до 220 кВ включительно свыше 220 кВ	 0,02 0,01	 0,02 0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356–75, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МТВ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по табл. 25.1
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	**0,001 (10)**	**0,001 (10)**	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом **по РД 34.43.107–95**

	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,002 (20)	0,0025 (25)	
	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	**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	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	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	**1,7**	**2,0**	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	**0,5**	**0,7**	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307–75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	**Отсутствие**	**Отсутствие**	

Окончание табл. 25.2

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	
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил–фенол или ионол) по РД 34.43.105–89, % массы, не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,20	0,18	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	
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)	
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981–75:	Силовые и измерительные трансформаторы от 110 до 220 кВ включительно			Условия процесса: 120 °С, 14 ч, 200 мл/мин O_2
кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более;		0,1	–	
содержание осадка, % массы, не более		0,01	–	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	В соответствии с требованиями стандарта на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании	–	Для свежего масла допускается определение по стандарту МЭК 474–74 или 1125(В)–92

* Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 500 кВ включительно трансформаторное масло ТКп по ТУ 38 101 980–81 и до 220 кВ включительно масло ТКп по ТУ 38 401 5849–92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение tg δ при 90°С не будет превышать 2,2% до заливки и 2,6% после заливки и кислотного числа не более 0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы

Таблица 25.3

Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта

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. 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 35 60 65 70	 25 30 55 60 65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985–79, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно	0,05	0,05	
	Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 500 кВ включительно	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 до 750 кВ включительно	0,01	0,01	

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	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356–75, °С, не ниже	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно	130	130	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МВТ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по табл. 25.1
	Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	135	135	
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822–75, % массы (г/т), не более по ГОСТ 1547–84** (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные измерительные трансформаторы	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107–95
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла	0,002(20)	0,0025(25)	
	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	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) 0,0008 (9)	Отсутствие (12) 0,0010 (10)	
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, ГОСТ 6307–75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	Отсутствие	Отсутствие	
8 Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил–фенол или ионол) по РД 34 43 105–89, % 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

Окончание табл. 25.3

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	
9. Температура застывания по 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	0,1 (0,5)	–(1,0)	
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981–75*** кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, 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_2
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	 0,60 0,35 0,30	 0,60 0,35 0,30	

* 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.

** 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).

*** В случае необходимости по решению технического руководителя предприятия допускается залив регенерированного и очищенного эксплуатационного трансформаторного масла в силовые и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно, если стабильность против окисления будет соответствовать норме на масло ТКп (см. табл. 25.1), а остальные показатели качества будут удовлетворять требованиям настоящей таблицы.

Таблица 25.4

Требования к качеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
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	 – – 40 50 60	 20 25 35 45 55	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985–79, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25	

Продолжение табл. 25.4

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356–75, °С, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822–75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,0015(15)	0,0025(25)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107–95
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	–	0,0030(30)	
по ГОСТ 1547–84 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370–83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216–71, не более);	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)	
РТМ 34.70.653–83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216–71, не более)	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	0,0020 (11)	0,0030 (12)	

6. Тангенс угла диэлектрических потерь 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 tgδ при 70 °С факультативна
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	0,014 0,030	– –	Определение данного показателя производится по РД 34.43.105–89
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) по РД 34.43.105–89, % массы, не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,1	–	
9. Содержание растворимого шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110 кВ	–	0,005	Определение данного показателя производится по РД 34.43.105–89
10. Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	Допускается определение хроматографическим методом по РД 34.43.107–95

Окончание табл. 25.4

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
11. Содержание фурановых производных, % массы, не более (в том числе фурфурола)*	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 также в случае обнаружения в трансформаторном масле значительных количеств CO и CO_2 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

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 26.1.

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[1]. 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 мегаомметром на напряжение 2500 В.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

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.

---

[1] При текущем ремонте (Т) допускается испытание выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Таблица 26.1

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления 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[1)]	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[2)]	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети[3)]	1000	0,5
6. Распределительные устройства[4)], щиты и токопроводы	1000–2500	0,5

[1)] Измерение производится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т.п.).

[2)] Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

[3)] Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.

[4)] Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

Таблица 26.2

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	$0{,}9U_{ном}$	5
Отключение	$0{,}8U_{ном}$	5

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.

26.5. П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей

Плавкая 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. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ

27.1. П, К. Проверка емкости аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи при температуре 20 °С должна соответствовать заводским данным.

27.2. П, К, М. Проверка напряжения аккумуляторной батареи при толчковых 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 (г/см^3) полностью заряженного аккумулятора в каждом элементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда, приведенная к температуре 20 °С, должна соответствовать следующим значениям с допустимым отклонением ±0,005 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 °С, а для аккумуляторов типа СН – 45 °С.

Плотность электролита в конце разряда у исправных аккумуляторов С(СК) должна быть не менее 1,145 г/см^3.

Проверка проводится 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 СН(СНК) с панцирными пластинами:
  - при 1-часовом режиме разряда – не ниже 1,7;
  - при 2–6-часовом режиме разряда – до 1,75;
  - при 7–10-часовом режиме разряда – до 1,8.

Напряжение каждого элемента батареи, работающей в режиме контрольного подзаряда, должно составлять 2,2±0,05 В.

Величина напряжения в конце контрольного разряда должна соответствовать данным завода-изготовителя.

27.5. П, К, Т, М. Химический анализ электролита

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.

При текущем ремонте (Т) и между ремонтами (М) допускается контроль только по пп. 4 и 8 табл. 27.1.

27.6. П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции батареи

Измерение сопротивления изоляции ошиновки и токоведущих частей батареи перед заливкой электролита производится мегаомметром на напряжение 1000 В. После заливки электролита и в ходе эксплуатации батареи измерение производится штатным устройством контроля изоляции.

Сопротивление изоляции новой батареи на напряжение до 110 В должно быть не менее 60 кОм, батареи на напряжение 220 В – не менее 150 кОм.

Сопротивление изоляции батареи в эксплуатации должно быть не менее указанного:

Напряжение батареи, В	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции, кОм	15	25	30	50	100

Таблица 27.1

Нормы на характеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в электролите из работающего аккумулятора
1. Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	Прозрачная
2. Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1
3. Плотность при температуре 20 °С, г/см^3	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 марганцевокислый калий, мл 0,01 Н раствора $KMnO_4$, не более	4,5	–	–
12. Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	–	–

Примечание. Дистиллированная вода или паровой конденсат, применяемые для приготовления электролита и доливок аккумуляторов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 6709–72.

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 осмотра 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 и 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.

Таблица 28.1

Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электро-установки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
1. Электро-установки напряжением выше 1 кВ, кроме ВЛ[1)]	Электроустановка сети с эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1 кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	$250/I$ [2)], но не более 10
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	$125/I$ [2)], при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ
	Подстанция с высшим напряжением 20–35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале	Заземлитель подстанции	4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ
	Отдельно стоящий молниеотвод	Обособленный заземлитель	80

Продолжение табл. 28.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
2. Электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ[3)]	Электроустановка с глухозаземленными нейтралями генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока	Искусственный заземлитель с подключенными 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: трехфазный / однофазный 660 / 380 380 / 220 220 / 127 Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В: трехфазный / однофазный 660 / 380 380 / 220 220 / 127	 2 4 8 15 30 60
3. ВЛ напряжением выше 1 кВ[4)]	Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты, железобетонные и металлические опоры ВЛ 35 кВ и такие же опоры ВЛ 3–20 кВ в населенной местности, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах ВЛ 110 кВ и выше	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении ρ, Ом·м: до 100; более 100 до 500; более 500 до 1000; более 1000 до 5000; более 5000	 $10^{5)}$ $15^{5)}$ $20^{5)}$ $30^{5)}$ $6 \cdot 10^{-3}\rho^{5)}$

Окончание табл. 28.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
	Электрооборудование, установленное на опорах ВЛ 3–35 кВ	Заземлитель опоры	$250/I$ [2], но не более 10
	Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3–20 кВ в ненаселенной местности	Заземлитель опоры при удельном сопротивлении грунта ρ, Ом/м:	
		до 100;	30[5]
		более 100	$0{,}3\rho$[5]
	Трубчатые разрядники и защитные промежутки ВЛ 3–220 кВ	Заземлитель разрядника или защитного промежутка при удельном сопротивлении грунта ρ, Ом·м:	
		не выше 1000;	10
		более 1000	15
	Разрядники на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами	Заземлитель разрядника	5
4. ВЛ напряжением до 1 кВ[3]	Опора ВЛ с устройством грозозащиты	Заземлитель опоры для грозозащиты	30
	Опоры с повторными заземлителями нулевого рабочего провода	Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В:	
		трехфазный / однофазный	
		660 / 380	5
		380 / 220	10
		220 / 127	20
		Заземлитель каждого из повторных заземлений при напряжении источника, В:	
		трехфазный / однофазный	
		660 / 380	15
		380 / 220	30
		220 / 127	60

[1] Для электроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в 0,002ρ раз, но не более десятикратного.

[2] *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 дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участка сети.

[3] Для установок и ВЛ напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01ρ раз, но не более десятикратного.

[4] Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок.

[5] Для опор высотой более 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в 2 раза меньше приведенных в таблице.

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.

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 6 лет. 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–нуль (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 провод;

измерением полного сопротивления петли фаза–нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автоматического выключателя должна 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-нуль должна также производиться при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

29. СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ[1]

29.1. П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У сил кабелей на напряжение 1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции до быть не ниже 0,5 МОм. У силовых кабелей на напряжение 2–500 кВ сопрот ние 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 процес плуатации (М) исходя из местных условий как исключение уменьшать ур испытательного напряжения для кабельных линий напряжением 6–10 кВ до

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изол длительность приложения полного испытательного напряжения при приемо точных испытаниях составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации – 5 мин

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3–10 кВ длительность ж жения полного испытательного напряжения 5 мин. Кабели с резиновой изоляци напряжение до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются

Для кабелей на напряжение 110–500 кВ длительность приложения по испытательного напряжения при приемо-сдаточных испытаниях и в эксплуат составляет 15 мин.

Допустимые токи утечки в зависимости от испытательного напряжения и доп мые значения коэффициента асимметрии при измерении тока утечки приве табл. 29.2. Абсолютное значение тока утечки не является браковочным показат Кабельные линии с удовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные ния токов утечки. При проведении испытания ток утечки должен уменьшаться

---

[1]Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного п тия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих ап и устройств автоматического подогрева концевых муфт производятся в соответ с заводскими инструкциями.

не происходит уменьшения значения тока утечки, а также при его увеличении или нестабильности тока 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.

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 раза 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.

Таблица 29.1

Испытательное выпрямленное напряжение, кВ, для силовых кабелей

Категория испытания	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 испытания	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 мегаоммэтром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Таблица 29.2

Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, (I_{max}/I_{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	140	1,8	10
	150	2,0	10
	175	2,5	10
110	285	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	510	»	»
330	670	»	»
500	865	»	»

29.3. П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа 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^2 сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой 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 руководителя 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^2;
- 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.

Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602–89.

Сроки проведения измерений блуждающих токов в земле (М) определяются техническим руководителем энергопредприятия, но не реже 1 раза в 3 года.

29.9. П, К, М. Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определение производится для всех элементов маслонаполненных 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 tgδ, 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 tgδ. При уменьшении значения tgδ 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

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
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

Срок работы кабельных линий	110	150–220	330–500
При вводе в работу	0,5/0,8*	0,5/0,8*	0,5/–
В эксплуатации в течение:			
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 5-РА, в знаменателе – для МН-3, МН-4 и ПМС.

29.10. П, К, М. Определение объема нерастворенного газа (пропиточное испытание)

Испытание производится для маслонаполненных 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 (пп. 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 трещин фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров.

Измеренные значения не должны превышать приведенные в Типовой инструкции по 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	Свободностоящие 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. Контроль положения опор

Измеряется смещение опор вдоль и перпендикулярно оси ВЛ, положение траверс на опоре.

Допустимые значения смещения опор и отклонения траверс 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

Измерение прогибов элементов металлических опор и металлических элементов железобетонных опор производится при обнаружении во время осмотров деформации этих элементов. 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	1:750 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 – по мере необходимости (по результатам осмотра опор).

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 подножники, анкеры и тросы.

Измеряется на ВЛ в зонах V–VII 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 косынок.

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 – $^{-1\text{ см}}_{+2\text{ см}}$;

• по длине – ±1 см на каждый метр длины;

• минусовый 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. Отношение отклонения от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ верхнего конца стойки опоры к ее высоте	1:100 – для портальных опор 1:150 – для одностоечных опор	1:200	1:100
2. Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа):			
– для одностоечных опор при длине пролета, м:			
до 200	100 мм	100 мм	100 мм
более 200	200 мм	–	200 мм
от 200 до 300	–	200 мм	–
более 300	–	300 мм	–
– для портальных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:			
до 250	–	200 мм	–
более 250	–	300 мм	–
– для портальных железобетонных опор	200 мм	–	–
3. Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы L)	1:100L – для одностоечных опор	–	1:50 L
4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры – относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы L)	1:100L – для одностоечных опор	100 мм	1:50 L

Окончание табл. 30.2

Наименование	Предельные значения для опор		
	железобетонных	металлических	деревянных
5. Отклонение от проектного расстояния между стойками портальной опоры	100 мм	–	–
Отклонение оси траверсы портальной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы *L*):			
до 15 м	1:150 *L*	1:150 *L*	–
более 15 м	1:250 *L*	1:250 *L*	–

Таблица 30.3

Предельные значения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек опор и приставок

Характер дефекта	Наибольшее значение
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35–750 кВ	
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 $см^2$
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 $см^2$

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 пересекаемых объектов.

Расстояния 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° 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 вследствие обрыва отдельных проволок.

Допустимое уменьшение площади сечения проводов и грозозащитных тросов принимается в соответствии с ТИ 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 2500 В 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 измеренного 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.

30.7. 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, оплавы, 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 не должно отличаться от проектного значения более чем на ±25 мм.

Расстояния между группами дистанционных распорок не должны отличаться от проектного более чем на ±10%.

Расстояния между рогами искровых промежутков на грозозащитных тросах не должны отличаться от проектного более чем на ±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.

Таблица 30.4

Усредненные распределения напряжений по подвесным фарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ 35–500 кВ

Рабочее напряжение, кВ		Количество изоляторов в гирлянде, шт	Напряжение, кВ, на изоляторе номер (считая от траверсы или конструкции)																									
линейное	фазное		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	290	26	12	10	8	7	7	6	6	6	6	6	6	7	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	22
		23	15	14	12	11	11	10	9	9	9	8	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	190	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	9	10	11	12	14	16	18	21	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		16	12	10	9	9	9	9	9	9	9	10	11	13	14	17	19	22	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		15	12	10	9	9	9	9	10	11	12	13	14	15	17	19	22	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
220	127	14	9	8	7	7	7	6	7	7	8	9	10	11	13	18	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
110	65	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	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 ±10% для гирлянд на металлических и железобетонных опорах и более чем на ±20% – на деревянных.

31. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ (ТРОСОВ), СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН

31.1. М. Тепловизионный контроль контактных соединений

Производится тепловизионный контроль контактных соединений (КС) всех исполнений в соответствии с указаниями приложения 3.

31.2. П, К. Контроль опрессованных 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 опрессованного 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 витка.

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 плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

31.4.2. М. Измерение переходных сопротивлений

Измеряется переходное сопротивление всех болтовых КС неизолированных 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 мм².

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%.

Таблица 32.1

Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	значение испытательного напряжения	
1. Тиристорный преобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	П, К	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т.д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов

Продолжение табл. 32.1

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	значение испытательного напряжения	
2. Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения возбудителя системы БСВ: силовые токоведущие 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 обращенного 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 схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов
3. Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А, В, С, +, –) объединены

4 Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СИН – обмотки статора	П, К	2500	Согласно п 3 3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки статора ВГ, но не ниже 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)
– обмотки возбуждения	П, К	1000	Согласно п 3 3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения ВГ	Относительно корпуса
5 Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения – рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
– обмотки независимого возбуждения	П, К	1,0	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	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,	П, К	1000	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки якоря	Относительно корпуса Возбудитель отсоединен от ротора генератора, вентили, *RC*–цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, –, шпильки переменного тока), подняты щетки на измерительных контактных кольцах
– обмотки возбуждения обращенного генератора	П, К	500	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса Обмотки возбуждения отсоединены от схемы

Окончание табл. 32.1

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	значение испытательного напряжения	
8. Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТС Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ	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 мене 1,2 кВ То же	Относительно корпуса и между обмотками
9. Последовательные трансформаторы в системах СТС	П, К	2500	То же	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	То же
10. Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВТ и ПТ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока:						
– без присоединенной аппаратуры	П, К	2500	10	П	0,8 заводского испытательного напряжения токопроводов	Относительно «земли» и между фазами
– с присоединенной аппаратурой	П, К	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	То же

11. Силовые элементы систем СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбудителей): – системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	П, К, Т, М	1000	1,0	П	1,0 кВ	Относительно корпуса
– при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения ТП	П, К, Т, М	1000	0,150	П	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты
12. Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. п. 11): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т.д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)	П, К	1000	1,0	П, К	0,8 заводского испытательного напряжения ротора	Относительно земли

Примечание. В таблице приведено испытательное напряжение промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

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 $U_{2п\,т}=f(I_{ст})$.

Характеристика $U_{2п\,т}=f(I_{ст})$ 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 ±20% среднего значения. Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор до $I_{рХХ}[I_{р}=f(I_{в\,в})]$, где $I_{в\,в}$ – ток возбуждения возбудителя.

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 вентилей с предохранителями; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваются с заводскими нормами.

Проверяются усилия затяжки вентилей, предохранителей, *RC*-цепей, варисторов и т.д. в соответствии с заводскими нормами.

Измеряются обратные токи вентилей 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 $U_р$, определяется соответствие характеристик возбудителя $U_р=f(I_{в.в})$ заводским. По измеренным токам статора и заводской характеристике короткого замыкания генератора $I_{ст}=f(I_р)$ определяется правильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-П тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10% расчетного значения тока ротора.

32.11. П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с табл. 32.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей (ТП) с водяной системой охлаждения. Величина дав-

ления 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 *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяются 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 тиристоре ветви не должно быть более ±20%;
- распределение тока между параллельно включенными преобразователями токи не должны отличаться более чем на ±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 ±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 ±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[1]. Измерение температуры силовых тиристоров, 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.

[1] При работах по категориям П, К измерения выполняются после включения систем возбуждения под нагрузку.

Приложение 1

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. В этих таблицах приведены испытательные напряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

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 микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной 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 для оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается в зависимости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергосистемы, но не ниже $1{,}2U_{ном}$.

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 $1{,}7U_{ном}$. 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.

Таблица П1.1

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)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1. Стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	$3U_{ном}$	$3U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2. Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	$1{,}6U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	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	$1{,}2U_{ном}$	$1{,}2U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5. Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	$1{,}8U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
6. Соединительные и выводные шины до установки на место	$2{,}4U_{ном}$	$2{,}4U_{ном}$	»
7. Стержни (секции) после укладки в пазы:			
а) нижние	$2{,}8U_{ном}$	$2{,}7U_{ном}$	»
б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	$2{,}6U_{ном}$	$2{,}5U_{ном}$	»

Продолжение табл П1 1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
8 Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	1,28 2,5$U_{ном}$	1,28(2$U_{ном}$+3)	Полная замена обмотки статора обеих категорий
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	2$U_{ном}$+1,0, но не менее 1,5 кВ	–	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ.			
до 3,3 включительно	2$U_{ном}$+1,0	–	»
свыше 3,3 до 6,6 включительно	2,5$U_{ном}$	–	»
свыше 6,6	–	2$U_{ном}$+3,0	»
10. Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	2$U_{ном}$	2$U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
11. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	2,7$U_{ном}$	2,7$U_{ном}$	То же
12. Лобовые части стержней до укладки обмотки	1,3$U_{ном}$	1,3$U_{ном}$	»
13. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,4$U_{ном}$	2,4$U_{ном}$	»

Продолжение табл. П1.1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6.6 включительно	10.5 и выше	
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	$2,72U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
15. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	То же
16. Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Частичная замена обмотки второй категории
17. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы – пазовая изоляция	$2,5U_{ном}$	$2,5U_{ном}$	То же
18. Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	»
19. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,2U_{ном}$	$2,2U_{ном}$	»
20. Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»
21. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	»
22. Концевые выводы в собранном виде до установки	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»

Окончание табл. П1.1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
23. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
24. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки второй категории*
25. Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
26. То же	$1,2U_{ном}$	$1,2U_{ном}$	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	$1,0U_{ном}$	$1,0U_{ном}$	Обмотки обеих категорий

* Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением $1,7U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение $1,7U_{ном}$

Примечания:

1. Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмотки обеих категорий производится по п. 3.12.

2. 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 концевых 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.

Таблица П1.2

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, ТГВ (кроме ТГВ-25)

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
Полная замена обмотки статора			
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 Расход воды на стержень (или полустержень в стержнях, состоящих из двух половинок), л/с, для турбогенераторов:	0,1	–	Для ТВВ-200-2 0,08
ТВВ-160-2Е	0,21±0,04	–	
ТВВ-165-2	0,278±0,04	–	
ТВВ-200-2 (30 пазов) – на полустержень	0,164±0,02	–	
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-220-2Е	0,164±0,025	–	
ТВВ-320-2, ТВВ-350-2	0,184±0,03	–	
ТВВ-320-2Е	0,156±0,023	–	
ТВВ-500-2 (верхний стержень)	0,271±0,04	–	
ТВВ-500-2 (нижний стержень)	0,231±0,03	–	
ТВВ-500-2Е (верхний стержень)	0,28±0,04	–	
ТВВ-500-2Е (нижний стержень)	0,24±0,036	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (верхний стержень)	0,327±0,06	–	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (нижний стержень)	0,283±0,05	–	
ТВВ-1000-4 (верхний стержень)	0,354±0,071	–	
ТВВ-1000-4 (нижний стержень)	0,304±0,061	–	

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
ТВВ-1200-2 (верхний стержень)	0,164±0,0226	–	
ТВВ-1200-2 (нижний стержень)	0,142±0,0213	–	
б) турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 – 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 40 с	
ТГВ-500-2	6,4	То же	
в) турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 – воздухом по трубкам при давлении воздуха на входе в трубку, мм вод.ст.	1000	–	Испытание проводится для каждой трубки стержня с установкой специальной насадки на выходе из трубки
Давление на выходе из трубки, мм вод.ст., для турбогенераторов:			
ТГВ-200	170–220	–	
ТГВ-300	200–260	–	
1.2. Испытание на прочность и герметичность – водой, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2	5 ч	Разность давления в начале и конце выдержки должна быть не более 0,05 МПа по сравнению с заведомо 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	$3,0U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,7U_{ном}$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
1.4. Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	$1{,}5U_{ном}$	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается
1.5. Испытание изоляции лобовой части напряжением	$1{,}5U_{ном}$	1 мин	
1.6. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	
1.7. Испытание изоляции:			
между всеми трубками;	Не более одного замыкания		
между каждым элементарным проводником и всеми трубками.	Замыкания недопустимы		
Проверка производится от источника промышленной частоты для турбогенераторов, кВ:			
ТГВ-200 до № 01585 включительно	0,036		
ТГВ-300 до № 02342 включительно	0,036		
ТГВ-200 с № 01586	0,22		
ТГВ-300 с № 02343	0,22		
2. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки напряжением	$1{,}4U_{ном}$	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-200, ТГВ-300:			
– давление воздуха на входе в шину, мм вод.ст.	1000		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечания
	значение	продолжительность	
– давление на выходе из шины	По табл. П1.3		Испытания проводятся со специальной насадкой на конце шины
– для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом	–	–	До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722–81 Диаметр шарика, мм: 15,875 – для ТГВ-200М* 14,288 – для ТГВ-500
3.2. Испытание на прочность и герметичность – водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	15 мин	
3.3. Испытание изоляции шин напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ	$2,4U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,0U_{ном}+3$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	$2,0U_{ном}+1$	1 мин	
3.4. Испытание изоляции между полушинами (шин, 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*, ТГВ-500-2	3,0	7 ч	

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
Испытание на проходимость для ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом при: – избыточном давлении на входе, МПа – избыточном давлении на выходе, МПа	0,14 Не менее **0,07**	–	Производится со специальной насадкой на выходе воздуха
4.2. Испытание на герметичность – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, МПа	0,6	1 ч	
4.3. Испытание изоляции напряжением	$2{,}4U_{ном}$	1 мин	
5. Испытание шлангов водой на прочность и герметичность: – для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, МПа: новых старых	 1,5/1,0 1,0/0,8	 30 мин 30 мин	 В числителе – для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм
– для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 (диаметр 21 мм)	0,8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность – водой, МПа, после установки, для турбогенераторов: ТВВ, ТЗВ ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	 2,5 2,5	 1 ч 30 мин	
7. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1,4 Тл	См. п. 3.12 Норм		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
8. Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом:			
–до установки	Приведенное к температуре измерения паспортное значение		
–после заклиновки пазов	То же плюс сопротивление выводных проводов		
9. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы			
9.1. Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2{,}5U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	52,0	1 мин	
9.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	$1{,}15U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4
9.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ	1,0	1 мин	
9.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	–	
9.5. Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
10. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы			

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
10.1. Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2{,}4U_{ном}$	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	Допускается не проводить
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	См. примечание к п. 10.1, а)
10.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	$1{,}15U_{ном}$	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 хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	–	
10.5. Испытание на проходимость трубок – воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
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:			

Продолжение табл.

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2{,}2U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
13. Проверка на монолитность паяных соединений			
13.1. Ультразвуковым прибором			При пайке каждой
Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %:			пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются
– при использовании оловянистого припоя	15	–	
– при использовании серебряного припоя	20	–	
При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %:			
– при использовании оловянистого припоя	10		
– при использовании твердого припоя	15		
13.2. Вихретоковым прибором			
Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %	70		
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	0,5	1 мин	
15. Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %:			

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
между фазами	2,0	–	
между ветвями	5,0	–	
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 ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче 0,05 МПа и контрольном объеме 6,26 л	Расход воды через каждую цепь должен быть не менее 70% указанного в п.1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500 МВт и менее 90% указанного в п. 1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более		
Продолжительность истечения для стержней генераторов:			
ТГВ-200М*		Не более 42 с	
ТГВ-500-2		Не более 50 с	
17. Испытание соединительных шин на проходимость – продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ	–	–	
18. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность – водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,0/0,8	24 ч	В числителе – для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе – для шлангов диаметром 21 мм
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	0,8	10 ч	Изменение давления воды за время выдержки не более 50 кПа

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
19. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.4 Норм
ТГВ-300	50	1 мин	
20. Испытание полностью собранной обмотки			
20.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, КВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2U_{ном}+3$	1 мин	При испытании генераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 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 указано иначе)
б)ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	49	1 мин	
20.2. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	$1,15U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 настоящей таблицы
21. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1	1 мин	

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
22. Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	$U_{ном}$	1 мин	См. примечание к п. 20. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий раздела 3.5 Норм
Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, при термореактивной изоляции – до 20 лет)			
23. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней 23.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением	$2U_{ном}$	1 мин	В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением $1,7U_{ном}$ При испытании изоляции турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* и ТГВ-500-2 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
23.2. Испытание на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
23.3. Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов: – ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 – водой – ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По п. 16 По пп. 9.5 и 10.5		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости стержней в оставшейся части обмотки
24. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от значения предыдущего измерения более чем на, %	2	–	
25. 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		
26. Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По п. 1		
27. Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1		
28. Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы			
28.1. Испытание на проходимость	По п. 1.1		
28.2. Испытание изоляции пазовой части напряжением	$2{,}7U_{ном}$	1 мин	
28.3. Испытание на коронирование – при снижении напряжения после испытания	По п. 1.4		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
28.4. Испытание изоляции лобовой части напряжением	$1{,}3U_{ном}$	1 мин	
29. Испытание новых и отремонтированных соединительных и выводных шин до установки	По п. 3		
30. Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По п. 4		
31. Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По п. 2		
32. Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 5		
33. Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 6		
34. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	По п. 9		
ТГВ	$2{,}4U_{ном}$	1 мин	
35. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:			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
ТВВ, ТЗВ	По п. 10		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
ТГВ	$2{,}2U_{ном}$	1 мин	
36. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
37. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 11		
38. Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По п. 13		
39. Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По п. 15		
40. 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*, ТГВ-500-2 – водой	По п. 16		
– ТГВ-200, ТГВ-300 – воздухом	По пп. 9.5 и 10.5		
41. 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*, ТГВ-500-2	По п. 18		
42. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
ТГВ-200	40	1 мин	
ТГВ-300	50	1 мин	
43. Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением $1{,}5U_{ном}$.
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1{,}7U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20
б) на коронирование – при снижении напряжения после испытания	$1{,}0U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 таблицы
44. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По п. 22		
45. Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей:			
– сердечника статора	По п. 7		
– изоляции обмотки статора	$1{,}5U_{ном}$	1 мин	Ремонт без замены стержней
– изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	По п. 22		
46. Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания изоляции	См. раздел 3.3 Норм		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
47. Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)
ТВВ, ТЗВ	$1,0U_{ном}$	1 мин	
ТГВ	$1,3U_{ном}$	1 мин	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции – свыше 20 лет)			
48. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20.
а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1,7U_{ном}$	1 мин	
б) на прочность и герметичность – водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
в) на проходимость	По п. 23.3		См. примечание к п. 23.3
49. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По п.15		
50. Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора	По п. 7		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
51. Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По п. 3		
52. Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По п. 4		
53. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки	По п. 2		
54. Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По п. 5		
55. Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По п. 6		
56. Испытание стержней обмотки до укладки в пазы:			
а) на проходимость	По п. 1.1		
б) на прочность и герметичность	По п. 1.2		
в) изоляции пазовой части напряжением, кВ:			
– для генераторов ТВВ и ТГВ номинальным напряжением до 20 кВ	$2{,}7U_{ном}$	1 мин	
– для генераторов ТВВ и ТЗВ номинальным напряжением 24 кВ	62		
г) на коронирование	По п.1.4		
д) изоляции лобовых частей	По п.1.5		
е) изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок)	По п.1.6		
ж) изоляции между трубками и трубками – элементарными проводниками	По п.1.7		
57. Испытание нижних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 9		

Продолжение табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
58. Испытание верхних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 35		
59. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
60. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 21		
61. Испытание изоляции от корпуса новых верхних и новых нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки	$2,0U_{ном}$	1 мин	
62. Проверка на монолитность паяных соединений	По п. 1.3		
63. Измерение сопротивления постоянному току обмотки статора в холодном состоянии каждой ветви или фазы	По п. 1.5		
64. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки статора турбогенераторов до изолировки паяных соединений, а для обмотки с водяным охлаждением – кроме того, до присоединения шлангов	По п. 40		
65. Испытание обмотки статора водой на прочность и герметичность для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
66. Испытание изоляции выпрямленным напряжением, кВ, полностью собранной обмотки каждой фазы по отдельности при остальных заземленных фазах для турбогенераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.4 Норм
ТГВ-300	50	1 мин	

Окончание табл. П1.2

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
67. Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса: а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1{,}5U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20.
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания	$1{,}0U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4
68. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки щитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом, см. п. 3.5 Норм)	$1{,}0U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20

* Нормы для генераторов типа ТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.

Примечание. В таблице приведено испытательное напряжение промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

Таблица П1.3

Данные для проверки проходимости шин генераторов ТГВ-200 и ТГВ-300*

ТГВ-200		ТГВ-300	
шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже. мм вод. ст.	шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже. мм вод. ст.
2Т36	66	5ТХ581594	121
2Т38	112	5ТХ581595	81
2Т33	72	5ТХ581596	63
2Т50	105	5ТХ581597	169

Окончание табл. П1.3

ТГВ-200		ТГВ-300	
шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.
2Т37	64	5ТХ581598	156
2Т35	122	5ТХ581599	92
2Т32	54	5ТХ581600	155
2Т34	52	5ТХ581601	95
2Т39	122	5ТХ581602	66,4
2Т31	87	5ТХ581603	169
1Т26	43,5	5ТХ581604	72,5
1Т24	39	5ТХ581605	109

* Давление воздуха на входе в шину 1000 мм вод. ст.

В случаях применения обмотки с термореактивной изоляцией, запекаемой после укладки в статоре, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этот процесс.

Пооперационные испытания при ремонтах обмоток турбогенераторов серии ТВМ проводятся в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

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. П1.4 – для машин с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения и в табл. П1.5 – 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.

Таблица П1.4

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
1. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец	5,0 (7,0)[1)]	Полная замена обмотки ротора
2. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец)[2)]	4,0	То же
3. Незамененная изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	»
4. Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки		
4.1. Новая изоляция шин токоподводов	6,5 (7,5)	»
4.2. Новая изоляция стержней токоподводов перед укладкой их в изоляционный цилиндр	6,5 (7,5)	»
5. Новая изоляция шин и стержней токоподводов после их укладки		
5.1. Новая изоляция шин токоподводов после укладки и клиновки, но до соединения с катушками контактными кольцами	5,0 (7,0)	»
5.2 Новая изоляция стержней токоподводов после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	5,0 (7,0)	»
6. Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора[3)]	6,0	»
7. Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	»
8. Новая изоляция токоподводов после присоединения к переизолированным контактным кольцам, но до соединения с катушками	4,0	»
9. Новая изоляция межкатушечных соединений (съемных деталей) отдельно от обмотки	5,0	

Продолжение табл. П1.4

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
10. Изоляция гильз до укладки их в пазы:		Полная замена обмотки ротора
миканитовых	10,0	То же
стеклотекстолитовых	7,0	
11. Изоляция гильз после укладки их в пазы:		
миканитовых	8,0	»
стеклотекстолитовых	6,8	»
12. Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13. Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клиньями 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 [4]	»
16. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	3,5	»
17. Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	»
18. Изоляция обмотки после насадки роторных бандажей[5)]	2,5	»
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 клиньями (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	»
22. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	1,5	»
23. Изоляция обмотки:		Частичная замена обмотки ротора
а) перед посадкой роторных бандажей	1,25	То же
б) после посадки роторных бандажей[5)]	1,0	»

Окончание табл. П1.4

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
24. Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2,5	Частичная замена обмотки ротора
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**	»
28. Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	»
29. Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	»
30. Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
от корпуса	1,25	
витковая	2,5–3,5 В на виток[4)]	

[1)]В скобках – испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнему витку малой катушки.

[2)]При полной замене изоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае, если она не выдержала испытаний по пп. 1 и 2.

[3)]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.

[4)]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%.

[5)]По завершении ремонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току по п. 3.6 Норм.

Таблица П1.5

Объем и нормы пооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
1. Изоляция перед укладкой новых шин токоподводов турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном}+3{,}35 \geq 5{,}6$	1	
ТГВ	10,0	1	
2. Изоляция перед укладкой в изоляционный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном}+3{,}35 \geq 5{,}6$	1	То же
ТГВ	8,6	1	»
3. Изоляция новых токоведущих винтов перед установкой на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном}+3{,}35 \geq 5{,}6$	1	»
ТГВ	8,6	1	»
4. Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном}+2{,}7 \geq 4{,}8$	1	»
ТГВ	9,1	1	»
5. Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими винтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном}+2{,}7 \geq 4{,}8$	1	»
ТГВ	6,7	1	»
6. Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов:			

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
ТВВ, ТВФ ТГВ	$8,6 \geq 15U_{ном}+4,7 \geq 5,6$ **8,6**	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
		1	То же
7. Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15U_{ном}+3,35 \geq 5,6$	1	»
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	»
ТГВ	6,4	1	»
9. Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	»
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6,8 \geq 12U_{ном}+2,8 \geq 4,25$	1	»
ТГВ	7	1	»
10. Изоляция новых гильз после укладки в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	»
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6,5 \geq 11U_{ном}+2,5 \geq 4,2$	1	»
ТГВ	6,5	1	»
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:			

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	Полная замена обмотки, токопроводов и контактных колец
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5{,}7 \geq 10U_{ном}+2{,}2 \geq 3{,}7$	1	То же
ТГВ	5,7	1	»
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	»
13. Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	»
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5 \geq 10U_{ном}+1{,}6 \geq 3$	1	»
ТГВ	5,0	1	»
14. Витковая изоляция катушек после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	»
15. Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,5 \geq 10 U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$	1	То же
ТГВ	4,5	1	»
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*	По стандарту (нормали) АО «Электросила»	–	
ТГВ (каждый канал обмотки)	Воздух должен свободно проходить через все каналы обмотки	–	
17. Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	»
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,25 \geq 9 U_{ном} + 1 \geq 2,3$	1	»
ТГВ	4,25	1	»
18. Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16		»

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
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	 Полная замена обмотки, токопроводов и контактных колец
20. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		То же »
21. Обмотка 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		»
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 ТГВ	 $5{,}5 \geq 7U_{ном}+3 \geq 4{,}0$ 5,5	 1 1	 То же »
24. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	Частичный ремонт обмотки

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
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	Частичный ремонт обмотки
ТГВ	3,0	1	То же
б) витковая:			
– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	»
– 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	По п. 9		То же
– после укладки в пазы	По п. 10		»
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		»
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	»
ТГВ	2,5	1	»

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
28. Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	2,25≥4,5$U_{ном}$+0,6≥1,3	1	Частичный ремонт обмотки
ТГВ			То же
б) витковая:	2,25		
– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	85 В на виток	0,1	»
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	»
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≥4$U_{ном}$+0,6≥1,2	1	»
ТГВ	2,0	1	»
б) витковая:			
– испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	70 В на виток	0,1	»
– контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	»
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		»

Продолжение табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
31. Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ, ТВФ	$1,75 \geq 3U_{ном}+0,6 \geq 1,1$	1	Частичный ремонт обмотки
32. Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По п.16		То же
33. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1,5 \geq 2,5U_{ном}+0,625 \geq 1,0$	1	»
ТГВ	1,5	1	»
34. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	–	»
35. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	»
36. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	»
37. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1,5 \geq 1,5U_{ном}+0,975 \geq 1,2$	1	»
ТГВ	1,5	1	»

Окончание табл. П1.5

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
38. Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По п. 16	–	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
39. Вентиляционные каналы роторов после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	–	То же
40. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	»
41. Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	–	»
42. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	–	»
43. Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания – мегаомметром на напряжение 1000 В)	См. табл. 3.2, п. 5	–	»

* 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.

2. При частичном ремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяются между собой перемычкой, изоляция уложенной переизолированной 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. П1.4, п. 15) – 5 мин.

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. П1.6.

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.-П1.6 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 РАО «ЕЭС России» или заводом, но не ниже 1,5 кВ.

При полной замене изоляции обмотки старые контактные кольца, токоподводы и щеточные траверсы могут быть использованы без перерегулировки только в том случае, если они выдержали испытание изоляции напряжением, указанным в табл. П1.6 (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. П1.6, 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 П1.6

Объем и нормы пооперационных испытаний изоляции обмотки ротора явнополюсных машин при ремонте

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. Изоляция отдельных катушек обмотки ротора после изготовления и установки на полюсы:			Полная замена обмотки ротора
а) от корпуса	4,0	4,5	
б) витковая	3,0 В на виток		
2. Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами:			Полная или частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	3,5	4,0	
б) витковая	2,5 В на виток		
3. Изоляция контактных колец, токоподводов и щеточных траверс до соединения с обмоткой	3,5	4,0	Полная замена обмотки ротора
4. Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	3,0	3,5	То же
5. Изоляция обмотки ротора от корпуса в собранной машине после ремонта	2,5	3,0	»
6. Изоляция оставшейся части обмотки ротора:			Частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	2,5	3,0	
б) витковая	2,0 В на виток		
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	»

Приложение 2

Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток

1. Испытания электродвигателей с жесткими катушками или со 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 °С, а наибольшая разность нагрева различных зубцов 30 °С.

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. П2.1.

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. П2.2. 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 нормами 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 со значением, указанным в табл. П2.2, если это необходимо для выполнения данного условия.

Таблица П2.1

Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте обмотки статора электродвигателей (с жесткими катушками или со стержневой обмоткой)

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. Отдельная катушка (стержень)[1] перед укладкой[2]	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
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		5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23

[1] Если стержни или катушки изолированы микалентной без компаундирования изоляцией, то испытательное напряжение, указанное в пп. 1 и 2, может быть снижено на 5%.

[2] Если катушки или стержни после изготовления были испытаны данным напряжением, то при повторных испытаниях перед укладкой допускается снизить испытательное напряжение на 1 кВ.

[3] Испытательное напряжение в соответствии с ГОСТ 183–74 устанавливается равным $2U_{ном}$ +1кВ, но не ниже 1,5 кВ.

Таблица П2.2

Импульсные испытательные напряжения обмоток статора после укладки в пазы

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 превышают значения, указанные в столбце 3, то испытательное напряжение на выводах катушки снижается до значения, равного произведению допустимого междувиткового напряжения из столбца 3 на число витков в катушке.

1.4.3 Испытания витковой изоляции оставшейся части обмотки при замене нескольких катушек производятся, как правило, лишь для катушек, отгибающихся 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.

1.6. Испытание на нагревание

Электродвигатели мощностью 200 кВт и выше напряжением свыше 1000 В испытываются на нагревание после полной смены обмотки статора, а также после реконструкции системы охлаждения. Условия проведения испытания, методы и средства измерения температур – по ГОСТу.

По результатам испытания оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТа и ТУ и устанавливается наибольшая температура обмотки статора, допустимая в эксплуатации.

2. Испытания электродвигателей при полной смене всыпных 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 П2.3

Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте всыпных обмоток электродвигателей

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 2,2	2,7 2,5
3. Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника		
4. Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5

3. Испытание электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при частичной смене обмоток

3.1. 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. 5.2.

3.2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при частичной смене обмотки статора электродвигателей принимается согласно табл. П2.4.

Таблица П2.4

Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки статора электродвигателей при частичной смене обмотки статора

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 старой частью обмотки	$2U_{ном}+1{,}0$
4. Главная изоляция обмотки полностью собранного электродвигателя	$1{,}7U_{ном}$
5. Витковая изоляция	По табл. П2.2

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.

Таблица П2.5

Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки ротора электродвигателей при полной смене обмотки

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	$2U_{р}+1,0$
4. Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_{р}+2,2$
5. Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек (секций, стержней)	$2U_{р}$, но не ниже 1,2
6. Вся обмотка после присоединения новых катушек секций, стержней	$1,7U_{р}$, но не ниже 1,0

Примечание. $U_{р}$ – напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.

Для роторов синхронных электродвигателей испытания проводятся по нормам для роторов синхронных явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов.

Приложение 3

Тепловизионный контроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи

1. Общие положения

1.1 При тепловизионном контроле электрооборудования и ВЛ следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 °С предпочтительно со спектральным диапазоном 8–12 μм.

Применение пирометрических приборов допускается при контроле теплового состояния контактных соединений ошиновки электроустановок 0,4–35 кВ и щеточных аппаратов вращающихся машин. При этом должно обращаться внимание на правильность выбора угла визирования пирометрического прибора.

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 (превышениям 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. П3.1.

Для контактов и болтовых КС нормативами табл. П3.1 следует пользоваться при токах нагрузки $(0,6\text{-}1,0)I_{ном}$ после соответствующего пересчета.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{ном}} = \left(\frac{I_{ном}}{I_{ном}}\right)^2,$$

где $\Delta T_{ном}$ – превышение температуры при $I_{ном}$;

$\Delta T_{раб}$ – то же при $I_{раб}$.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки $0,3I_{ном}$ и ниже не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

1.5 Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки $(0,3\text{-}0,6)I_{ном}$ оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на $0,5I_{ном}$.

Для пересчета используется соотношение

$$\frac{\Delta T_{0\,5}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{0,5\,I_{ном}}{I_{раб}}\right)^2,$$

где $\Delta T_{0,5}$ – избыточная температура при токе нагрузки $0,5I_{ном}$.

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки $0,5I_{ном}$ 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. Требует немедленного устранения.

1.6 Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

Таблица П3.1

Допустимые температуры нагрева

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	**80**
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865–93:		
Y	90	**50**
A	100	**60**
E	120	**80**
B	130	**90**
F	155	**115**
H	180	**140**
2. Контакты из меди и медных сплавов:	75/80	**35/40**
– без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле		
– с накладными серебряными пластинами, в воздухе / в изоляционном масле	120/90	80/50
– с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле	105/90	65/50
– с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	**80**
– с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	90/90	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	**90**	**50**
– с покрытием оловом, серебром или никелем	105	**65**
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
– без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле	90/100	50/60

Приложение 3

Продолжение табл. П3.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
– с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	105/100	65/60
– с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле;	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:		
соединение из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом		
– разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами;	75/95	35/55
– с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
– металлические части, используемые как пружины из меди	75	35
– из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
– обмотки	–	10
– магнитопроводы	–	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле / в воздухе	–	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле:		
– с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	–	40/25
– с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	–	35/20
– с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	–	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном / аварийном при наличии изоляции:		
– из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	–
– из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	–
– из резины	65/–	–
– из резины повышенной теплостойкости	90/–	–

Окончание табл. П3.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
– с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой / обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	–
6	65/75	–
10	60/–	–
20	55/–	–
35	50/–	–
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
A/E/B	–	60/70/80
F/H	–	90/100
13. Подшипники скольжения / качения	80/100	–

Примечание. Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

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. Требует 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 работающие в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых и гололедных нагрузках – ежегодно;
- остальные ВЛ – не реже 1 раза в 6 лет.

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 $(0.5\text{-}0,75)I_{ном}$.

В процессе тепловизионного контроля составляется тепловая карта с температурами на поверхности коробочек паяных контактных соединений.

В качестве репера используется поверхность изолирующей коробочки паяного 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. П3.1, 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

Оценка состояния 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. П3.1 (пп. 4 и 5).

5.3. Аппаратные выводы трансформаторов тока

Нагрев аппаратных выводов ТТ не должен превышать значений, приведенных в табл П3 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 П3 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 П3 1 (п 5).

8.2. Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в табл П3 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 П3 1 (п. 4)

Таблица П3 2

Объем тепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные (6-10 кВ) серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные	Шина – токоведущий вывод Вывод – гибкая связь Гибкая связь – свеча	пп 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла

Окончание табл. П3.2

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
	Шина – нижний контакт бака Дугогасительная камера	(**)	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные (110 кВ и выше) серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина – токоведущий вывод Токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя Роликовый токосъем Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**) (**)	Болтовое КС узла Верхний фланец выключателя Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
Баковые масляные	Шина – токоведущий вывод Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**)	Болтовое КС узла Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Воздушные	Шина – токоведущий вывод Токоведущие соединения модулей ВВ Дугогасительная камера, отделитель	пп. 4 и 5 пп. 4 и 5 (**)	Болтовое КС соответствующего узла Поверхность изоляционной покрышки цилиндра в зоне размещения контактов
Элегазовые	Рабочие и дугогасительные контакты	(**)	То же
Вакуумные	То же	(**)	»

* Указанные пункты относятся к табл. П3.1.

** 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 КРУН

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. П3.1 (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. П3.1 (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 покрышки 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. П3.1 (п. 4).

15. Предохранители

15.1. Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных, приведенных в табл. П3.1 (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. П3.1 (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. П3.1 (п. 2), а контактных соединений – в табл. П3.1 (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. П3.1 (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. П3.1 (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 электропередач

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. П3.1 (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).