МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВЭНЕРГОРЕМОНТ

ТРАНСФОРМАТОРЫ (И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-330 кВ

Технические условия на капитальный ремонт

ТУ 34-38-20216-84

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1985

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВЭНЕРГОРЕМОНТ

ТРАНСФОРМАТОРЫ (И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-330 кВ

Технические условия на капитальный ремонт

ТУ 34-38-20216-84

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА И ИНФОРМАЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО

Москва 1985

Р А З Р А Б О Т А Н О ЦКБ Главэнергоремонта

И С П О Л Н И Т Е Л Ь Г.А.УЛАНОВ

С О Г Л А С О В А Н О с Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ
28.II.83.

с ВПО "Союзатомэнерго"

Главный инженер Ю.А.КАМЕНЕВ
29.II.83.

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главэнергоремонтом

Главный инженер В.В.НАБОКОВ
03.0I.84.

© СПО Союзтехэнерго, 1985

Литературный редактор Н.А.Тихоновская
Технический редактор Б.М.Полякова
Корректор К.И.Миронова

Подписано к печати 26.I0.84 Формат 60х84 I/I6
Печ.л. I,75 (усл. печ.л.I,63)Уч.-изд.л. I,5 Тираж 2I00 экз.
Заказ № 370/84 Издат. № I20/84 Цена 22 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
I05023, Москва, Семеновский пер., д.I5

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
II7292, Москва, ул. Ивана Бабушкина, д.23,корп.2

УДК 621.314.222.-6(083.75)

ТРАНСФОРМАТОРЫ (И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-330 кВ

ТУ 34-38-20216-84

Срок действия установлен
с 01.06.84г.
до 01.06.89г.

I. ВВЕДЕНИЕ

I.1. Настоящие Технические условия (ТУ) распространяются на капитальный ремонт, реконструкцию и модернизацию трансформаторов (и автотрансформаторов) силовых масляных общего назначения напряжением 110-330 кВ, приведенных в табл. I.

Таблица I

Наименование трансформаторов	Перечень ГОСТ
Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 110 кВ	ГОСТ 12965-74
Трансформаторы (и автотрансформаторы) трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 150 кВ	ГОСТ 17546-72
Трансформаторы (и автотрансформаторы) трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 220 кВ	ГОСТ 15957-70
Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные общего назначения класса напряжения 330 кВ	ГОСТ 17545-72

I.2. Технические условия являются обязательным документом для предприятий (организаций) Министерства энергетики и электрификации СССР, производящих ремонт трансформатора, принимающих его из ремонта, а также для организаций, разрабатывающих ремонтную документацию.

I.3. Перечень документов, используемых в настоящих Технических условиях, приведен в приложении.

2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.I. Материалы, применяемые при ремонте трансформаторов, по своим свойствам должны соответствовать маркам, указанным в чертежах, и удовлетворять требованиям действующих стандартов или технических условий.

Качество материалов должно быть подтверждено сертификатами заводов-поставщиков или протоколами испытаний образцов.

2.2. Резиновые изделия для уплотнения разъемов должны быть выполнены из резины по ГОСТ I2855-77 или ТУ 38-I05-I082-76.

2.3. Трансформаторное масло должно удовлетворять классу напряжения данного трансформатора, требованиям ГОСТ 982-80, ГОСТ I0I2I--76, ТУ 38-I0I-890-8I и "Нормам испытания электрооборудования"(М.: Атомиздат, I978). Допускается смешение трансформаторных масел в соответствии с РТМ I6.800.723-80 и действующими нормативно-техническими документами Минэнерго СССР. По показателям качества регенерированное трансформаторное масло должно удовлетворять требованиям "Норм испытания электрооборудования" для свежего сухого масла перед заливкой в оборудование.

2.4. Применяемые при ремонте трансформаторов комплектующие изделия должны удовлетворять требованиям действующих стандартов или технических условий на эти изделия.

2.5. При дефектации составных частей трансформатора необходимо использовать следующие виды технического контроля и испытаний по ГОСТ I6504-8I:

а) технический осмотр;

б) измерительный контроль;

в) электрические испытания;

г) гидравлические испытания.

2.6. По результатам технического контроля и испытаний составные части трансформатора подразделяются на три группы:

а) годные к эксплуатации без ремонта;

б) требующие ремонта;

в) подлежащие замене.

2.7. Замене подлежат составные части, ремонт которых не гарантирует восстановление их технических характеристик или экономически нецелесообразен.

2.8. Повторному использованию не подлежат маслоуплотнительные прокладки, сальниковая набивка, шнуры.

2.9. Конструкция восстанавливаемых составных частей трансформаторов должна соответствовать чертежам завода-изготовителя.

Допускается применение чертежей ремонтного предприятия, выполненных на основании измерений вышедших из строя составных частей.

2.10. Изоляционные материалы, запасные части, сборочные единицы и детали следует хранить в соответствии с требованиями технической документации на них.

2.11. Технология ремонта, проведение испытаний при операционном контроле, сушка активной части, заливка бака маслом должны выполняться в соответствии с требованиями технологической документации ремонтного предприятия.

2.12. Перед дефектацией составные части трансформатора (бак, расширитель, предохранительная труба, радиаторы или охладители, фильтры, а также активная часть) должны быть очищены от загрязнений и коррозии. Активная часть должна быть промыта сухим трансформаторным маслом, соответствующим классу напряжения ремонтируемого трансформатора по ГОСТ 982-80, ГОСТ 10121-76, ТУ 38-101-890-81.

2.13. При разборке трансформатора следует проверить наличие маркировки деталей и составных частей, при отсутствии маркировки нанести ее в соответствии с чертежами.

2.14. Сдача в ремонт и выдача трансформаторов из ремонта должны проводиться в соответствии с ОСТ 34-38-567-82.

Для трансформаторов, ремонтируемых на заводах и производственных базах ремонтных предприятий, в соответствии с ОСТ 34-38-466-79.

3. ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВНЫМ ЧАСТЯМ

3.1. К крепежным изделиям

3.1.1. Крепежные изделия должны соответствовать стандартам и чертежам.

3.1.2. Состояние резьбы необходимо проверять визуально и навинчиванием гаек от руки.

3.I.3. Крепежные изделия с резьбовыми поверхностями должны быть заменены при наличии:

а) выкрашивания или срывов резьбы на длине более одного шага;

б) трещин;

в) забоин;

г) задиров;

д) повреждений граней на гайках и головках болтов более 5% номинального размера.

3.I.4. Крепежные изделия с резьбовыми поверхностями подлежат ремонту при повреждениях резьбы более I0% длины витка.

Дефект следует устранять прогонкой резьбонарезным инструментом.

3.I.5. Повреждения гладкой части болтов (шпилек) должны быть устранены механической обработкой. Допускается уменьшение диаметра не более 3% номинального.

3.I.6. Шплинты и стопорные шайбы повторно применять не допускается.

3.I.7. Шпонки должны быть заменены при наличии вмятин, сколов и задиров.

При нарушении стенок шпоночного паза допускается увеличение его по ширине не более I5% ширины с установкой новой шпонки.

3.I.8. Допускается повторно использовать пружинные шайбы, при этом концы их должны быть разведены на размер не менее ее полуторной толщины.

3.I.9. Штифты подлежат замене при износе и ослаблении посадки.

3.2. К обмоткам

3.2.I. Обмотки должны соответствовать требованиям настоящих ТУ и рабочих чертежей.

3.2.2. При намотке обмоток необходимо производить визуальный контроль изоляции проводов. Поврежденную изоляцию проводов следует срезать на конус длиной, равной десятикратной толщине изоляции. Восстанавливать изоляцию необходимо телефонной или кабельной бумагой и бандажировать крепированной бумагой или подклеивать концы бумаги клеем КМЦ 75-400 (ОСТ 6-05-386-80).

3.2.3. Изоляционные детали обмоток не должны иметь расслоения, наплывов лака, заусенцев и загрязнения.

3.2.4. В процессе намотки, отделки и ремонта, а также перед насадкой обмотки должны пройти контроль геометрических размеров и визуальный контроль качества.

Предельные отклонения внутреннего и наружного диаметров обмоток должны соответствовать табл.2.

Таблица 2

Диаметр обмотки, мм	Предельное отклонение, мм				
	внутреннего диаметра обмотки		наружного диаметра обмотки		
	по внутренней стороне реек	по проводу	по рейкам или прокладкам	по проводу наружной обмотки	по проводу внутренней обмотки
От 200 до 1000 вкл.	±1	±2	±2	+2 −4	+2 −4
Св. 1000 до 1600 вкл.	+2	+3 −2	+3 −2	+3 −7	+3 −3
Св. 1600 до 3000 вкл.	+3	+4 −2	+4 −2	+4 −8	+4 −3

Допускается овальность обмоток в пределах допусков, указанных в табл. 2.

3.2.5. Рейки обмоток должны выступать за прокладки не менее чем на 1,5 мм.

3.2.6. Если внутренние и наружные диаметры обмоток не укладываются в значения предельных отклонений следует уменьшить толщину реек на 1-2 мм по сравнению с размером по чертежу. При этом должны быть выдержаны требования п.3.2.5.

3.2.7. Расхождение расстояний между любой парой реек не должно быть более ±5 мм.

3.2.8. Отклонение оси прокладок от вертикали не должно быть более ± 5 мм.

3.2.9. Катушки обмотки должны быть намотаны плотно. Намотку считать плотной, если между проводами катушек под вторым витком в четырех-пяти местах по окружности не входит полоса картона толщиной 0,5 мм и шириной 60 мм.

3.2.10. Замыкания между параллельными проводами, витками и обрывы проводов в обмотках не допускаются. При проведении измерений

обмотки должны быть запрессованы усилием, указанным в заводском чертеже.

3.2.II. Перед насадкой обмотки должны пройти сушку в соответствии с требованиями технологических инструкций ремонтных предприятий.

3.3. К остову

3.3.I. Пластины магнитной системы не должны иметь забоин, надрывов и мест, не покрытых лаком.

3.3.2. При нанесении дополнительного покрытия пластин допускается:

а) подгар или пропуски лаковой пленки на пластине, если количество таких пластин не превышает 5% одного типоразмера;

б) подгар или пропуски лаковой пленки должны быть по площади менее 5% от общей площади поверхности пластины.

3.3.3. Удельное электрическое сопротивление дополнительного покрытия одной пластины должно быть не менее $I,2 \cdot I0^{-2}$ Ом·м^2.

3.3.4. При сборке магнитной системы на соседних пластинах не должны совпадать подгоревшие места лакового покрытия.

3.3.5. При закладке пакета разность установочных размеров по диагонали не должна быть более 2 мм для размера до 2000 мм и не более 3 мм для размера более 2000 мм.

3.3.6. Магнитопровод должен удовлетворять следующим требованиям:

а) зазоры в местах стыков и"гребешки" пластин не должны быть более I,5 мм;

б) нахлест пластин не допускается;

в) на собранном остове разрешается наличие зазоров и "гребешков" до 2 мм, если их количество не превышает I0% общего количества стыков, и до 2,5 мм, если их количество не превышает 5% общего количества стыков.

3.3.7. Смещение верхних полок нижних ярмовых балок относительно друг друга не должно превышать 3 мм для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А, 5 мм - до I0000 кВ.А включительно и 8 мм - мощностью более I0000 кВ·А.

3.3.8. Затяжку ярма необходимо производить равномерно. При этом давление в центральном пакете должно быть не менее $2 \cdot I0^5$ и

не более $4 \cdot 10^5$ Па (2-4 кгс/см^2).

3.3.9. Отклонение оси стержня от вертикали не должно быть более I,5 мм на один метр высоты.

3.3.I0. Изоляция стяжных шпилек (бандажей, полубандажей) до и после опрессовки должна удовлетворять требованиям РТМ I6.800.723-80 и "Норм испытания электрооборудования", если заводом-изготовителем не установлены более жесткие требования.

3.3.II. В местах стыков ярмовых и стержневых пластин увеличение толщины стержня (ярма) не должно быть более I%.

3.4. К активной части

3.4.I. Все изоляционные детали должны быть выполнены в соответствии с рабочими чертежами.

3.4.2. При сборке не должна применяться загрязненная изоляция и изоляция с повреждениями (контроль - визуальный).

3.4.3. При наличии смещения верхних полок нижних ярмовых балок относительно друг друга его необходимо компенсировать путем подгонки изоляции по месту.

3.4.4. Оси смежных прокладок уравнительной и ярмовой изоляции, установленных между плоскостями обмотки и ярмовыми балками, не должны иметь смещение относительно друг друга более 6 мм для трансформаторов мощностью до 63000 кВ·А и I0 мм - для трансформаторов свыше 63000 кВ·А.

3.4.5. При намотке цилиндров из электроизоляционного картона стыки листов в слоях по окружности необходимо смещать не менее чем на два поля обмотки.

3.4.6. После намотки перед насадкой обмоток необходимо проверить диаметр цилиндра на соответствие чертежу. Измерение следует производить в двух местах по высоте цилиндра 0,25 Н, 0,75 Н по двум взаимно перпендикулярным осям. Насадка обмоток должна быть плотной.

3.4.7. В насаженной обмотке допускается смещение оси столба дистанционных прокладок относительно прокладок концевой изоляции обмоток в пределах I0 мм. При этом дистанционные прокладки обмоток не должны выходить за пределы прокладок концевой изоляции.

3.4.8. Предельное отклонение осей промежуточных реек активной части по отношению к рейкам обмоток $\pm$ I0 мм.

3.4.9. Направляющие полосы, используемые для установки угловых шайб, разрешается не удалять при условии, что:

- ширина полосы не превышает высоты угловой шайбы;

- полоса не имеет механических повреждений (складок, вмятин, надрывов).

3.4.I0. Минимальный зазор между цилиндрами и прессующими кольцами должен быть для трансформаторов класса напряжения II0-I50 кВ - I7 мм, 220-330 кВ - 20 мм.

3.4.II. Крепление отводов должно удовлетворять следующим требованиям:

а) деревянные, гетинаксовые планки, бумажно-бакелитовые трубки не должны иметь трещин, искривлений и надколов; поврежденные детали необходимо заменить новыми, предварительно просушенными при температуре I00-I05°С в течение 48 ч и пропитанными трансформаторным маслом ГОСТ 982-80, ГОСТ I0I2I-76 при температуре масла 50°С;

б) изолированные отводы не должны иметь нарушений целостности изоляции, оплетки или бандажа;

в) изгиб изолированного гибкого провода должен быть выполнен радиусом не менее пяти диаметров провода с изоляцией;

г) гибкие соединения не должны иметь повреждений отдельных лент, складок, забоин, изломов; поврежденные соединения необходимо заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров;

д) все резьбовые соединения элементов крепления должны стопориться от самоотвинчивания (стальные крепежные изделия - кернением в трех точках). Затяжка должна быть плотной, зажатие отводов в креплениях должно исключать их повреждения.

3.4.I2. Все токоведущие части должны быть плотно, без перекосов, зажаты в креплениях; при ослаблении крепления отводов в местах прохода через планки на отводы необходимо подмотать кабельную бумагу марки Т I20 ГОСТ 24874-8I или электрокартон толщиной 0,5 мм ГОСТ 4I94-78Е, а крепления плотно затянуть.

3.4.I3. Болтовые соединения отводов, выводов переключателей и и несущей конструкции отводов должны быть тщательно затянуты и застопорены.

3.4.I4. Схема заземления должна соответствовать чертежу. Шинки заземления не должны иметь подгаров и надрывов. Поврежденные шинки заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров. Их длина должна обеспечивать установку без натяга.

3.4.I5. Не допускаются прожоги, подгары изоляции при пайке. Изоляция должна быть наложена плотно, все пустоты должны быть заполнены лакотканью ГОСТ 22I4-78Е или крепированной бумагой ГОСТ I2769-76.

3.4.I6. Обмотки, отводы, бумажно-бакелитовые цилиндры не должны иметь механических повреждений.

3.4.I7. Обмотки должны быть опрессованы усилием, указанным в эксплуатационной документации на данный трансформатор. Осевую прессовку обмоток необходимо производить равномерно по всей окружности; после прессовки затянуть контргайки прессующих винтов и домкратов. Обмотки должны опрессовываться гидродомкратами. Допускается подпрессовку обмоток трансформаторов мощностью до 80 МВ·А производить моментными ключами.

3.4.I8. При прохождении отводов в отверстии межфазной перегородки между отводом и краем отверстия перегородки должен быть зазор не менее 20 мм.

3.4.I9. Гибку медных шин, прутков, выполнение паяных соединений и изолировку производить в соответствии с требованиями ОСТ I6.0.686.425-76.

3.4.20. Сушку активных частей трансформаторов производить в соответствии с требованиями РТМ I6.800.723-80.

3.4.2I. Условия пребывания активной части на воздухе должны соответствовать требованиям "Норм испытания электрооборудования".

3.4.22. Вакуумирование и заливку трансформаторов маслом производить в соответствии с РТМ I6.800.723-80.

3.5. К устройствам переключения ответвлений обмоток ПБВ и РПН

3.5.I. Изоляционные детали (гетинаксовые плиты, бакелитовые трубки и др.) должны быть без сколов и трещин.

3.5.2. Поверхности контактов должны быть чистыми, без следов подгара и иметь линейный контакт.

3.5.3. Сальниковые уплотнения устройств не должны пропускать масло.

3.5.4. Усилие на рукоятке привода при ручном управлении не должно превышать усилий, указанных в паспорте на данное переключающее устройство.

3.5.5. В устройствах РПН на нониусных муфтах вертикального и горизонтального валов должны быть нанесены риски.

3.5.6. В устройствах РПН смещение подвижных и неподвижных дугогасительных контактов относительно друг друга в вертикальном и горизонтальном направлениях не должно быть более I мм.

Неподвижные дугогасительные контакты должны плотно прилегать к опорной поверхности контактодержателя по всей плоскости. Спаренные дугогасительные контакты должны касаться неподвижных контактов одновременно.

3.5.7. Давление контактов в устройствах РПН типа РНТ - РНО должно быть :

а) дугогасительных в замкнутом состоянии 5.10^5 - 6.10^5 Па (5-6 кгс/см^2), при этом разница в давлении между спаренными контактами одной фазы не должна превышать 3.10^4 Па (0,3 кгс/см^2);

б) контактов избирателей и предизбирателей 5.10^5 - 6.10^5 Па (5-6 кгс/см^2), а основных контактов контактора - 8.10^5-10.10^5 Па (8-I0 кгс/см^2).

3.5.8. Давление контактов в устройствах РПН типа РНОА должно быть:

а) главных - 20.10^5 - 24.10^5 Па (20-24 кгс/см^2);

б) вспомогательных - $18\cdot10^5$ - $22\cdot10^5$ Па (I8-22 кгс/см^2);

в) дугогасительных - $8\cdot10^5$ - $10\cdot10^5$ Па (8-I0 кгс/см^2).

3.5.9. Давление контактов в устройствах РПН типа РС должно быть :

а) главных - 20.10^5 - 23.10^5 Па (20-23 кгс/см^2);

б) вспомогательных - 14.10^5 - 15.10^5 Па (I4-I5 кгс/см^2).

3.5.I0. Диаграммы переключающего устройства должны соответствовать требованиям завода-изготовителя.

3.5.II. Течь масла из бака трансформатора в бак контактора и наоборот не допускается.

3.5.I2. Пробивное напряжение масла должно быть в контакторе класса 35 кВ - не ниже 30 кВ, класса II0 кВ - не ниже 35 кВ, класса 220 кВ и в контакторе ЗРНО-II0/I000 - не ниже 40 кВ. Влагосодержание - не более 0,0025%.

3.6. К баку и арматуре

3.6.I. Сварные швы должны обеспечивать маслоплотность. Обнаруженные места течи необходимо очистить, обезжирить,заварить,удалить шлак и зачистить сварные швы металлическими щетками. Проверить качество шва, для чего с наружной поверхности бака покрыть сварочный шов мелом, а с противоположной - смочить керосином. Отсутствие пятен на забеленной поверхности указывает на хорошее качество шва.

3.6.2. Бак трансформатора должен быть испытан на плотность согласно требованиям ГОСТ 3484-77 и "Нормам испытания электрооборудования".

3.6.3. Бак трансформатора должен быть испытан на механическую прочность при повышенном внутреннем давлении и при вакууме в соответствии с ГОСТ II677-75.

3.6.4. На задвижках и кранах должны быть заменены маслостойкие резиновые и сальниковые уплотнения и проведены гидравлические испытания давлением $3 \cdot 10^5$ Па (3 кгс/см^2) в течение I5-20 мин.

3.6.5. Оси кареток должны быть смазаны солидолом (ГОСТ I033-79).

3.7. К устройствам очистки масла

3.7.I. Термосифонный, адсорбный фильтры и воздухоосушитель должны соответствовать требованиям настоящих ТУ и указанным в рабочих чертежах.

3.7.2. Сетки фильтров не должны иметь оборванных проволок и коррозию; при наличии коррозии и обрыве хотя бы одной проволоки сетки должны быть заменены новыми по ГОСТ 3826-82.

3.7.3. Адсорбный фильтр заполняется силикагелем (кусковой или гранулированный) марки КСКГ (ГОСТ 3956-76) с величиной зерен в пределах 2,7-7 мм, влагосодержанием не более 0,5%.

3.7.4. Термосифонный фильтр и воздухоосушитель должны быть заполнены силикагелем марки КСКГ по ГОСТ 3956-76, влагосодержанием не более 0,5%.

Для зарядки патрона воздухоосушителя применять силикагель-индикатор ГОСТ 8984-75. Размер зерен I,5-3,5 мм.

Воздухоосушитель необходимо перезарядить при изменении окраски индикаторного силикагеля.

3.7.5. Перезарядку адсорбного фильтра необходимо производить при возрастании кислотного числа масла до величины 0,I-0,I5 мг КОН.

3.8. К системам охлаждения "М" и "Д", "ДЦ", "Ц"

3.8.I. Требования к системе охлаждения "М" и "Д".

3.8.I.I. Каждый радиатор должен быть испытан на маслоплотность давлением не более $2 \cdot 10^5$ Па (2 кгс/см^2) трансформаторного масла при температуре 50-70°С.

3.8.I.2. Внутренняя поверхность радиаторов должна быть промыта сухим трансформаторным маслом температурой 50-70°С. Условием окончания промывки служит отсутствие механических примесей на фильтровальной бумаге фильтр-пресса. Пробивное напряжение пробы масла, взятой в конце промывки, должно быть не ниже значения для пробы масла, взятой в начале промывки.

Масло для промывки должно удовлетворять требованиям, предъявляемым маслу для заливки в трансформатор.

3.8.I.3. Дисбаланс крыльчаток вентиляторов не должен быть более 0,06 мм.

3.8.I.4. Сопротивление изоляции всех электрических цепей, включая статорные обмотки электродвигателей, относительно заземленных частей трансформатора должно быть не ниже 0,5 МОм.

Измерение производить мегаомметром на напряжение 500-I000 В.

3.8.2. К системе охлаждения "ДЦ".

3.8.2.I. Все составные части системы должны быть очищены от влаги и грязи.

3.8.2.2. Выполнить ревизию электронасосов в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации электронасосов.

Каждый электронасос должен быть опробован путем перекачивания чистого трансформаторного масла в отдельный бак.

3.8.2.3. Каждое охлаждающее устройство должно быть испытано на герметичность избыточным давлением трансформаторного масла не более $4{,}5 \cdot 10^5$ Па (4,5 кгс/см^2) в течение I5 мин при температуре масла 50-60°С.

3.8.2.4. После испытания на герметичность охлаждающие устройства должны быть промыты сухим горячим маслом пробивным напряжением не менее 45 кВ с очисткой его через фильтры ФОС-30, ФОС-60 или ФГН; циркуляцию масла осуществлять насосами ЭЦТ.

Промывку охлаждающих устройств закончить, если проба масла будет указывать на отсутствие в масле механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370-59* и пробивное напряжение его будет не ниже

45 кВ.

3.8.2.5. Ремонт электронасосов и электродвигателей вентиляторов производить согласно инструкциям заводов-изготовителей.

3.8.3. К системе охлаждения "Ц".

3.8.3.I. Запорные устройства должны быть промыты чистым трансформаторным маслом и испытаны давлением масла не более 607948 Па (6 кгс/см^2) в течение I5 мин, маслоохладители испытать в соответствии с требованиями технического описания и инструкции по эксплуатации.

3.8.3.2. Внутренние поверхности всех труб маслопровода должны быть очищены стальными ершами и промыты чистым трансформаторным маслом.

3.8.3.3. Полностью собранную систему испытать давлением не более 607948 Па (6 кгс/см^2) в течение I5 мин, масляную сторону - трансформаторным маслом при температуре 50-60°С, водяную - водой при температуре 20-30°С.

3.8.3.4. После испытания собранной системы давлением до присоединения ее к трансформатору промыть масляную сторону системы трансформаторным маслом с очисткой его фильтр-прессом. Промывку системы производить чистым сухим трансформаторным маслом с пробивным напряжением не менее 45 кВ.

Время промывки 24-72 ч. Промывку закончить, когда характеристики масла будут удовлетворять требованиям, предъявляемым к маслу для заливки в трансформатор, отсутствие механических примесей по ГОСТ 6370-59.

3.9. К системам защиты масла и изоляции

3.9.I. Требования к трансформаторам, оборудованным азотной или пленочной защитой, должны соответствовать требованиям инструкций заводов-изготовителей по монтажу и эксплуатации трансформаторов, оборудованных азотной или пленочной защитами.

3.I0. К вводам

3.I0.I. При ремонте вводы 6-35 кВ должны быть разобраны, очищены от загрязнений, промыты с внутренней и наружной сторон и тщательно осмотрены.

3.I0.2. Качество поверхностей фарфоровых изоляторов вводов должно соответствовать требованиям ГОСТ I3873-8I.

3.I0.3. Винты для спуска воздуха должны быть уплотнены.

3.I0.4. Съемные вводы после ремонта должны быть испытаны на плотность избыточным давлением $I.I0^5$ Па (I кгс/см^2) масла с температурой 40-50^{0}С в течение 30 мин.

3.I0.5. Ремонт маслонаполненных вводов классов напряжения II0-330 кВ производить в соответствии с ТУ 34-38-20I2I-80.

3.II. Контрольным, сигнальным и защитным устройствам

3.II.I. Контрольные, сигнальные и защитные устройства должны соответствовать чертежам и нормативно-техническим документам заводов-изготовителей.

3.II.2. Газовое реле, термометрический сигнализатор, стрелочный маслоуказатель и другие контрольные и сигнальные устройства должны быть демонтированы для последующих ремонта, наладки, проверки и испытания.

3.II.3. Контрольные и сигнальные устройства должны быть испытаны в соответствии с требованиями, предусмотренными в документации заводов-изготовителей.

3.II.4. Предохранительный клапан должен быть заменен при обнаружении дефектов в соединениях, нарушении целостности пружин или обнаружении на них раковин.

Ремонт и регулирование клапана не разрешается.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СОБРАННОМУ ИЗДЕЛИЮ

4.I. Собранный трансформатор должен соответствовать сборочному чертежу завода-изготовителя или ремонтного предприятия, если в конструкцию трансформатора в установленном порядке внесены изменения, а также требованиям ГОСТ II677-75, ГОСТ I2965-74, ГОСТ I5957-70, ГОСТ I7545-72, ГОСТ I7546-72 и "Норм испытания электрооборудования".

4.2. После ремонта трансформатор должен сохранять основные параметры (мощность, номинальные напряжения, токи, напряжение короткого замыкания, схему и группу соединения).

4.3. Вводы трансформатора и устройство переключения ответвлений обмоток должны иметь четкие обозначения фаз и положений пере-

ключателя, выполненные способом, обеспечивающим их долговечность и стойкость к атмосферным воздействиям.

4.4. После ремонта наружные поверхности бака, расширителя, предохранительной трубы, радиаторов, охладителей, термосифонного фильтра, трубопроводов и других узлов должны быть окрашены в светлые тона краской без металлических наполнителей. Класс покрытия по внешнему виду - УП(ГОСТ 9.032-74). Условия эксплуатации покрытия:

а) в части воздействия особых сред - 6/I (ГОСТ 9.032-74);

б) в части воздействия климатических факторов - $Ж_2$ (ГОСТ 9.I04-79).

5. ИСПЫТАНИЯ

5.I. Каждый трансформатор при сдаче в ремонт и приемке из ремонта должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденным программам.

Виды испытаний и измерений должны соответствовать ГОСТ II677-75 и "Нормам испытания электрооборудования".

5.2. Программой испытаний при сдаче в ремонт должны предусматриваться:

а) наружный осмотр трансформатора;

б) испытание пробы трансформаторного масла;

в) проверка изоляционных характеристик;

г) измерение сопротивления обмоток постоянному току;

д) измерение потерь и тока холостого хода при малом напряжении;

е) проверка работы переключающего устройства;

ж) испытание вводов.

5.3. В процессе выполнения ремонта (с заменой обмоток и изоляции) должен проводиться следующий операционный контроль:

а) проверка обмоток на отсутствие замыкания между витками и параллельными проводами;

б) проверка равенства числа витков в параллельных ветвях обмоток методом встречного включения;

в) измерение сопротивления постоянному току межлистовой изоляции магнитопровода;

г) проверка группы соединения обмоток и коэффициента трансформации до пайки отводов;

д) измерение потерь и тока холостого хода;

е) измерение сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек и испытание изоляции.

5.4. Программой испытаний при приемке из ремонта должны предусматриваться:

а) наружный осмотр трансформатора;

б) проверка изоляционных характеристик;

в) измерение сопротивления обмоток постоянному току;

г) измерение потерь и тока холостого хода;

д) измерение напряжения и потерь короткого замыкания;

е) измерение сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек и испытание изоляции напряжением I кВ в течение I мин;

ж) проверка коэффициента трансформации и группы соединения обмоток;

з) испытание пробы трансформаторного масла;

и) проверка работы переключающего устройства;

к) испытание электрической прочности изоляции по ГОСТ I5I6.I-76;

л) испытание бака трансформатора на плотность;

м) определение потерь и тока холостого хода при малом напряжении - для трансформаторов мощностью I0 МВ·А и более.

5.5. Методы испытаний.

5.5.I. Измерения, испытания и проверка по п.5.2, в,г и д, п.5.3, г и п.5.4, б,в,г,д,е,ж,з и и должны проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 3484-77.

5.5.2. Испытание электрической прочности изоляции должно проводиться по ГОСТ I5I6.2-76, ГОСТ 22756-77, ГОСТ 2I023-75.

5.5.3. Испытание пробы трансформаторного масла должно проводиться по ГОСТ 982-80, ГОСТ I0I2I-76, ГОСТ 658I-75 и "Нормам испытания электрооборудования".

5.5.4. Проверка работы переключающего устройства должна проводиться по ГОСТ 8008-75, ГОСТ I7500-72, ГОСТ 24I26-80. Объем проверок и испытаний в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

5.5.5. Измерения и проверка требований п.5.3,а,б и в должны

проводиться по соответствующим инструкциям завода-изготовителя.

5.5.6. Испытание бака на плотность - по "Нормам испытания электрооборудования".

5.6. Измерение потерь и тока холостого хода должно проводиться до испытаний и измерений, связанных с подачей на обмотки трансформатора постоянного тока.

5.7. Если в процессе испытаний трансформатора после ремонта хотя бы один из параметров не будет соответствовать требованиям настоящих ТУ, то после выявления причин и устранения дефектов должны быть проведены повторные испытания в полном объеме.

Результаты повторных испытаний являются окончательными.

5.8. Результаты всех испытаний и измерений должны записываться в протокол испытаний трансформатора.

5.9. При ремонте трансформаторов допускаются отклонения значений измеряемых величин в пределах допусков, установленных ГОСТ II677-75, раздел II и "Нормами испытания электрооборудования".

5.I0. Приборы для измерений и испытаний должны быть исправными, иметь непросроченные клейма Госповерки, свидетельства и аттестат о поверке.

Приборы, не подлежащие Госповерке, должны иметь протоколы периодических поверок, установленных графиком. По классам точности приборы должны удовлетворять ГОСТ 3484-77, ГОСТ 8008-75, ГОСТ I75I2-82.

6. МАРКИРОВКА

6.I. На отремонтированном трансформаторе маркировка (табличка) завода-изготовителя должна быть сохранена.

6.2. На баке трансформатора рядом с основной табличкой укрепляется дополнительная, на которой указывается наименование ремонтного предприятия, товарный знак организации, выполнившей ремонт, номер ТУ и дата ремонта.

7. УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

7.I. Упаковка, транспортирование и хранение трансформаторов после ремонта должны производиться по ГОСТ II677-75 и РТМ I6.800.723-80.

7.2. Требования к хранению трансформаторов в части воздействия климатических факторов - по группе условий хранения ОЖ3 ГОСТ I5I50-69.

8. КОМПЛЕКТНОСТЬ

8.I. Комплектность трансформатора, сдаваемого в ремонт и выпускаемого из ремонта, должна соответствовать технической документации на трансформатор. Изменение комплектности допускается при двустороннем согласовании заказчика и исполнителя.

8.2. При сдаче трансформатора в ремонт заказчик передает исполнителю на время ремонта:

а) формуляр (паспорт), отчетные документы предыдущих ремонтов трансформатора и всю конструкторскую документацию;

б) специальные приспособления и инструменты, поставляемые заводом-изготовителем.

8.3. При выдаче трансформатора из ремонта исполнитель возвращает заказчику:

а) конструкторскую документацию, полученную от заказчика до ремонта;

б) специальные приспособления и инструмент, поставляемые заказчиком.

9. ГАРАНТИИ

9.I. Исполнитель ремонта гарантирует соответствие отремонтированного трансформатора и его составных частей требованиям настоящих ТУ при соблюдении заказчиком правил транспортирования, хранения и эксплуатации.

9.2. Гарантийный срок эксплуатации (до аварии, отказов первой или второй степени) - I2 мес. с момента ввода трансформатора в экс-

плуатацию и не более 18 мес с момента выдачи из ремонта, а также не более чем до первого ремонта, выполняемого без участия исполнителя, определяющего срок гарантии, или без согласования с ним. При выполнении ремонта несколькими исполнителями гарантия распространяется в пределах выполненного объема работ.

Исполнитель ремонта не определяет срок гарантии на детали и сборочные единицы, которые оставлены для дальнейшей эксплуатации без ремонта по результатам испытаний в соответствии с действующими в Минэнерго СССР нормами.

Приложение

ПЕРЕЧЕНЬ
ДОКУМЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТУ

Обозначение документа	Наименование документа	Год издания (дата), утверждения, кем издан, утвержден	Пункт настоящих ТУ
ГОСТ 9.032-74	Покрытия лакокрасочные. Классификация и обозначения		п.4.4
ГОСТ 9.104-79	Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации		п.4.4
ГОСТ 982-80	Масло трансформаторное. Технические требования		пп.2.3; 2.12; 3.4.11; 5.5.3
ГОСТ 1033-79	Смазка солидол жировой. Технические условия		п.3.6.5
ГОСТ 1516.1-76	Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции		п.5.4
ГОСТ 1516.2-76	Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции		п.5.5.2

Обозначение документа	Наименование документа	Год издания (дата), утверждения, кем издан, утвержден	Пункт настоящих ТУ
ГОСТ 2214-78Е	Лакоткань электроизоляционная. Технические условия		п.3.4.15
ГОСТ 3484-77	Трансформаторы силовые. Методы испытаний		пп.3.6.2 5.5.1; 5.10
ГОСТ 3826-82	Сетки проволочные тканые с квадратными ячейками для рассева сыпучих материалов		п.3.7.2
ГОСТ 3956-76	Силикагель технический		пп.3.7.3; 3.7.4
ГОСТ 4194-78Е	Картон электроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением. Технические условия		п.3.4.12
ГОСТ 6370-59	Нефтепродукты и присадки. Метод определения содержания механических примесей		пп.3.8.2.4; 3.8.3.4
ГОСТ 6581-75	Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. Технические условия		п.5.5.3
ГОСТ 8008-75	Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройства переключения ответвлений обмоток		пп.5.5.4; 5.10
ГОСТ 8984-75	Силикагель индикатор		п.3.7.4
ГОСТ 10121-76	Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия		пп.2.3; 2.12; 3.4.11; 5.5.3
ГОСТ 11677-75	Трансформаторы силовые. Общие технические условия		пп.3.6.3; 4.1; 5.1; 7.1
ГОСТ 12769-76	Бумага электроизоляционная крепированная. Технические условия		п.3.4.15
ГОСТ 12855-77	Пластина резиновая для трансформаторов. Технические условия		п.2.2

Обозначение документа	Наименование документа	Год издания (дата), утверждения, кем издан, утвержден	Пункт настоящих ТУ
ГОСТ 12965-74	Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 110 кВ. Технические условия		пп.1.1; 4.1
ГОСТ 13873-81Е	Изделия керамические электротехнические. Качество поверхности. Технические требования		п.3.10.2
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды		п.7.2
ГОСТ 15957-70	Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 220 кВ. Технические условия		пп.1.1; 4.1
ГОСТ 16504-81	Качество продукции. Контроль и испытания. Основные термины и определения		п.2.5
ГОСТ 17500-72	Трансформаторы силовые. Устройства переключения ответвлений обмоток. Общие технические условия		п.5.5.4
ГОСТ 17512-82	Электрооборудование и изоляция высокого напряжения переменного тока. Методы измерения высокого напряжения		п.5.10
ГОСТ 17545-72	Трансформаторы силовые масляные общего назначения класса напряжения 330 кВ. Технические условия		пп.1.1; 4.1
ГОСТ 17546-72	Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения класса напряжения 150 кВ. Технические условия		пп.1.1; 4.1

Обозначение документа	Наименование документа	Год издания (дата), утверждения, кем издан, утвержден	Пункт настоящих ТУ
ГОСТ 21023-75	Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты		п.5.5.2
ГОСТ 22756-77	Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции		п.5.5.2
ГОСТ 24126-80	Трансформаторы силовые. Устройства переключения ответвлений обмоток. Общие технические условия		п.5.5.4
ГОСТ 24874-81	Бумага электроизоляционная трансформаторная. Технические условия		п.3.4.12
ОСТ 16.0.686.425-76	Трансформаторы силовые. Активная часть. Технические требования	ВИТ 01.10.1976г.	п.3.4.19
ОСТ 34-38-466-79	Порядок сдачи в ремонт и выдачи из ремонта электрических изделий, ремонтируемых на производственных базах ремонтных предприятий. Общие требования	1979 г, СПО Союзтехэнерго	п.2.14
ОСТ 34-38-567-82	Порядок сдачи в ремонт и выдачи из ремонта. Общие требования	1982г., Минэнерго СССР	п.2.14
ТУ 34-38-20121-80	Вводы маслонаполненные. Общие технические условия на капитальный ремонт	1981г., СПО Союзтехэнерго	п.3.10.5
ТУ 38-101-890-81	Масло трансформаторное марки ТКп		пп.2.3; 2.12
ТУ 38-105-1082-76	Пластина резиновая для трансформаторов		п.2.2
РТМ 16.800.723-80	Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию	1980г. ВИТ, 07.02.1980г.	пп.2.3; 3.4.20; 3.4.22; 7.1
Сборник	Нормы испытания электрооборудования	1978г., Атомиздат, 09.03.78г. Главтехуправление	пп.2.3; 3.4.21; 3.6.2; 4.1; 5.5.3; 5.5.6

Лист регистрации изменений ТУ 34-38-20216-84

Изменения	Номер листов (стр.)				Номер документа	Подпись	Дата	Срок введения изменения
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. В В Е Д Е Н И Е 3
2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ..... 4
3. ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВНЫМ ЧАСТЯМ..... 5
3.I. К крепежным изделиям..... 5
3.2. К обмоткам..... 6
3.3. К остову 8
3.4. К активной части 9
3.5. К устройствам переключения ответвлений обмоток ПБВ и РПН II
3.6. К баку и арматуре..... I3
3.7. К устройствам очистки масла..... I3
3.8. К системам охлаждения "М" и "Д", "ДЦ","Ц".. I4
3.9. К системам защиты масла и изоляции..... I5
3.IO.К вводам..... I5
3.II. К контрольным,сигнальным и защитным устройствам..... I6
4. ТРЕБОВАНИЯ К СОБРАННОМУ ИЗДЕЛИЮ..... I6
5. ИСПЫТАНИЯ..... I7
6. МАРКИРОВКА..... I9
7. УПАКОВКА,ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ..... 20
8. КОМПЛЕКТНОСТЬ..... 20
9. ГАРАНТИИ..... 20
П р и л о ж е н и е. Перечень документов, используемых в ТУ 2I

gost.e-ecolog.ru