



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ЭЛЕКТРОИНЖИНИРИНГ
ДИАГНОСТИКА И СЕРВИС

Диагностика, эксплуатация и ремонт трансформаторов с длительным сроком службы

Долин А.П. – Генеральный директор ООО НТЦ «ЭДС»

Москва
2017

Развитие дефектов трансформаторов



Основная задача диагностики – своевременное обнаружение дефектов и предупреждение отказов оборудования

ТДЦ 400000/220



АТДЦТН 167000/500/220



ТРДН-63000/110

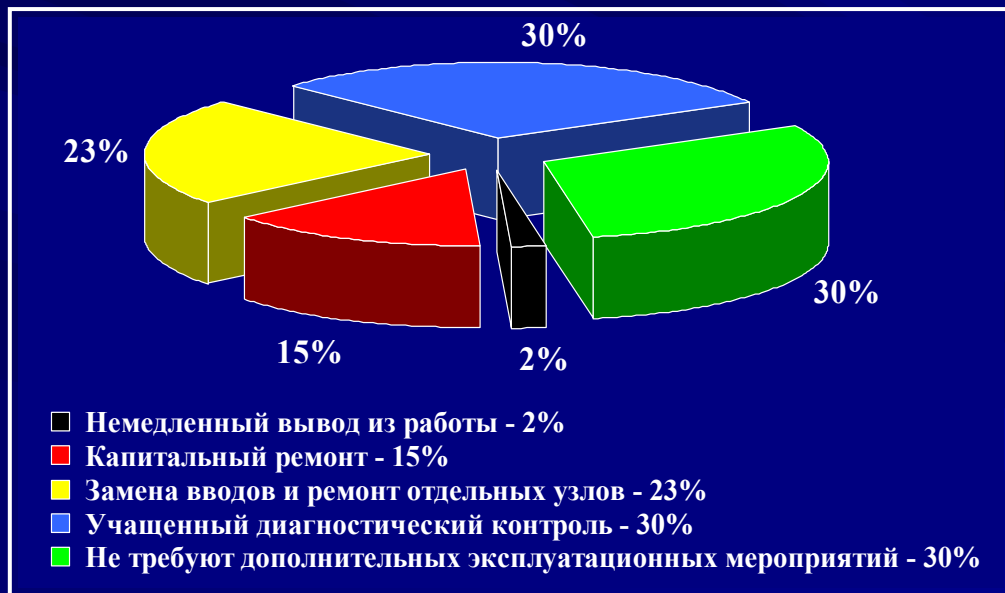
Отказ трансформатора



АТДЦТН 167000/500/220

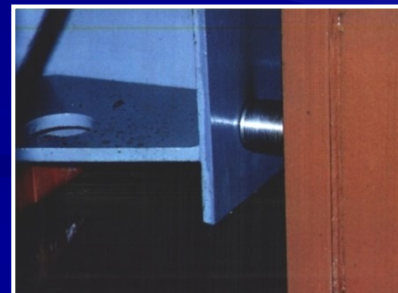
Характерные дефекты и техническое состояние трансформаторов с длительным сроком службы

Результаты обследования трансформаторов со сроком службы 25 лет и более

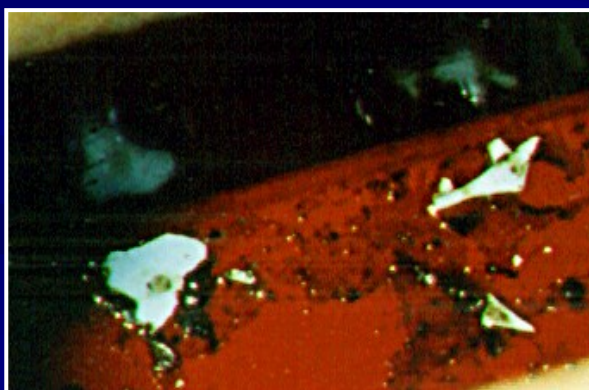


Характерные дефекты

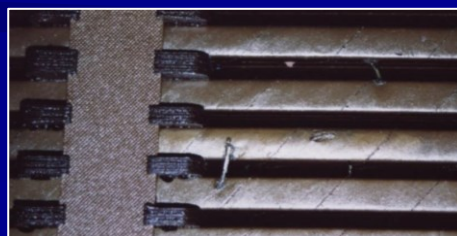
- Загрязнение и увлажнение изоляции
- Развитие ЧР
- Распрессовка и деформации обмоток
- Дефекты магнитной системы
- Дефекты вводов и РПН
- Другое



Причины загрязнения активной части и ухудшение параметров изоляции

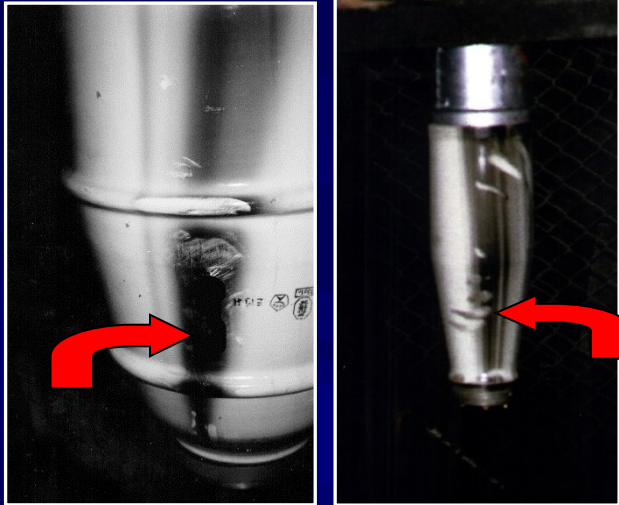


- Разрушение нижних фарфоровых крышек вводов – загрязнение фарфоровой крошкой
- Дефекты ТСФ и адсорберов – загрязнение силикагелем
- Разрушение внутренней окраски баков и маслопроводов
- Дефекты подшипников маслонасосов – металлическая стружка

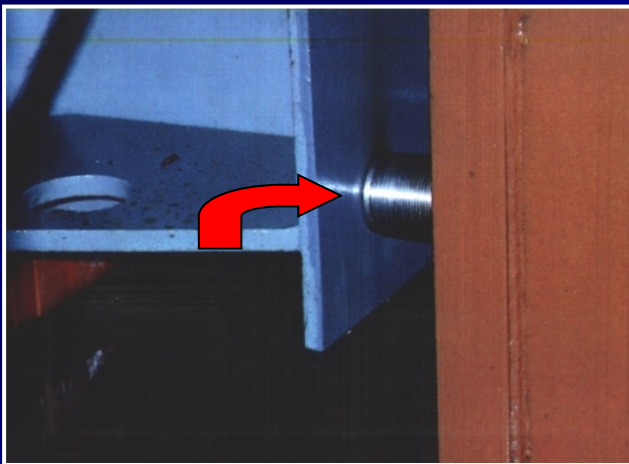
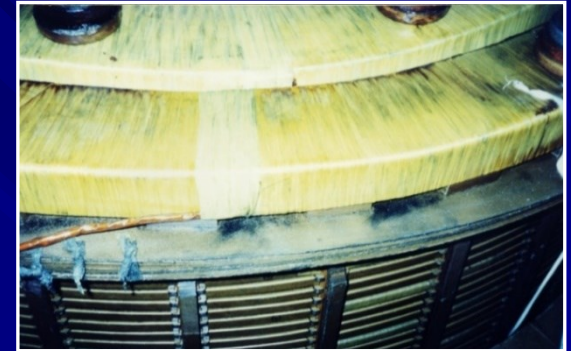


Дефекты магнитной системы и загрязнение углеродом активной части

ТДЦ-200000/220



ТДЦ 400000/220



- Пресующее кольцо
- Нижняя ярмовая балка
- Барьерная изоляция бокового ярма

- Нижние фарфоровые покрышки вводов 220 кВ ф.А и 110 кВ нейтрали
- Распорный винт



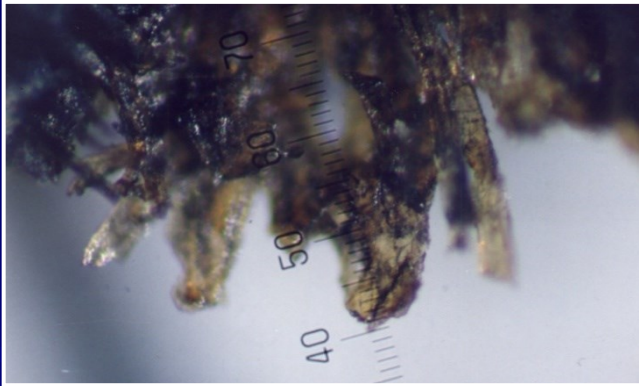
- Касание направляющего шипа ярмовой балки трансформатора ТДЦ-125000/110

Зашламление, увлажнение и деструкция изоляции



ТДГ 40500/110
(45 лет эксплуатации)

Разрушение
креплений барьерной
изоляции и деструкция
изоляции отводов



- Шлам на основе нафтенатов железа в активной части
- Характерный участок фильтровальной мембраны с образцами шлама



Особенности работы трансформаторов с длительным сроком эксплуатации

Развитие и накопление различных дефектов

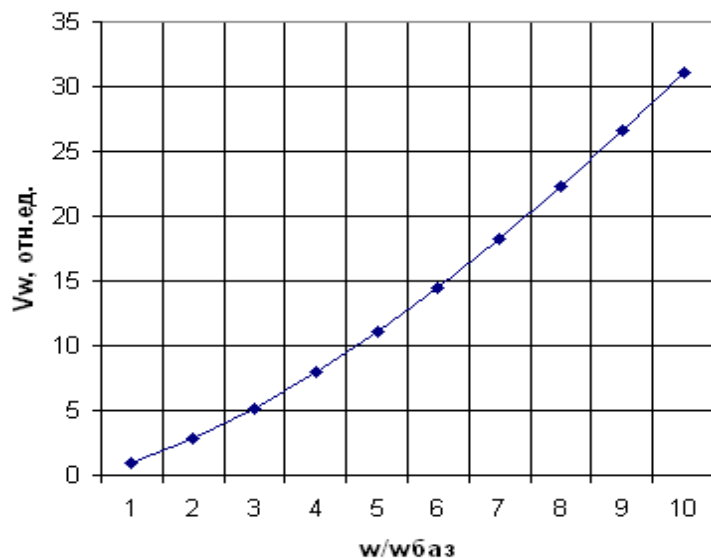
Появление факторов, ускоряющих процессы старения изоляции

Плановые разгерметизации (ремонт, включая замену вводов)

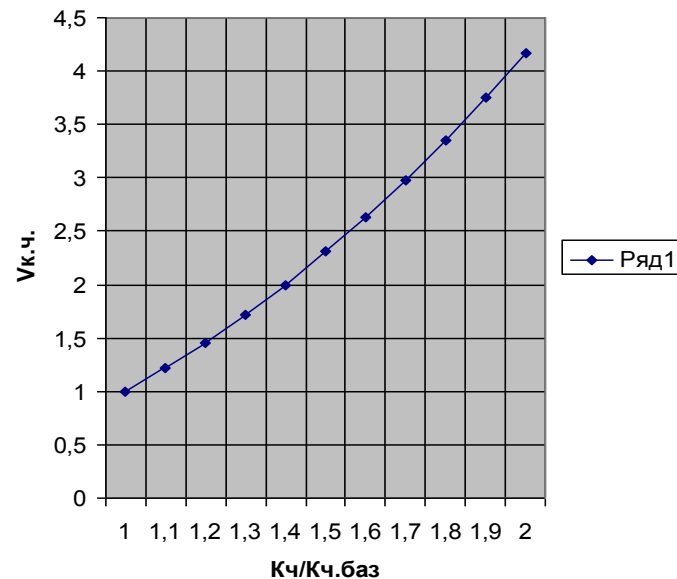
Рост вероятности отказов

Влияние влагосодержания твердой изоляции и кислотного числа масла на скорость старения бумажной изоляции

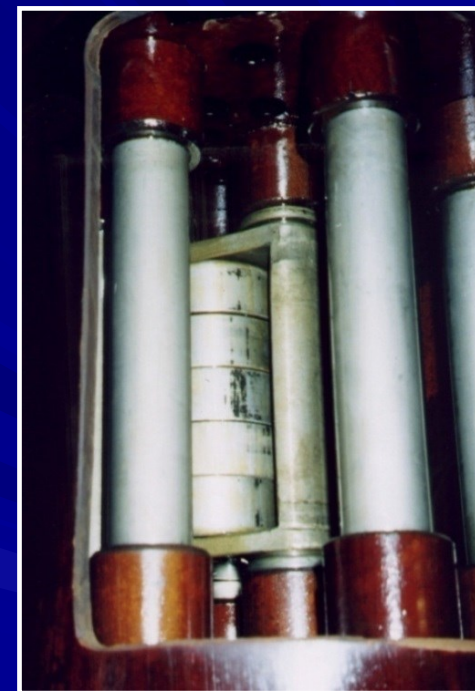
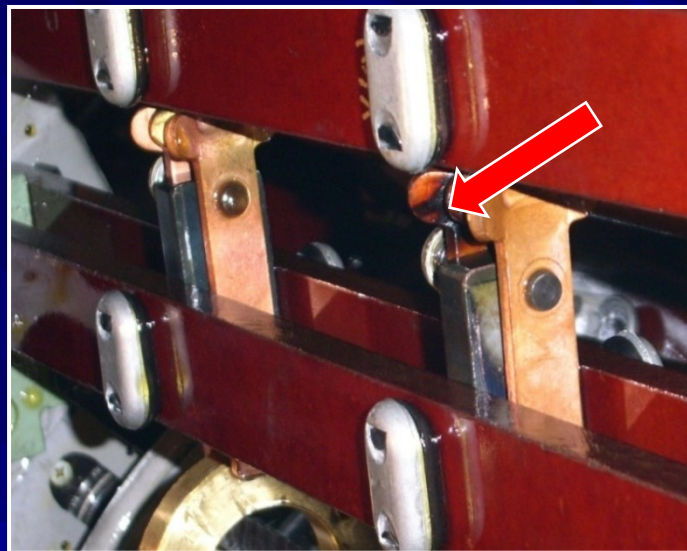
Повышение скорости старения при росте влагосодержания бумаги



Повышение скорости старения бумаги при росте кислотного числа масла

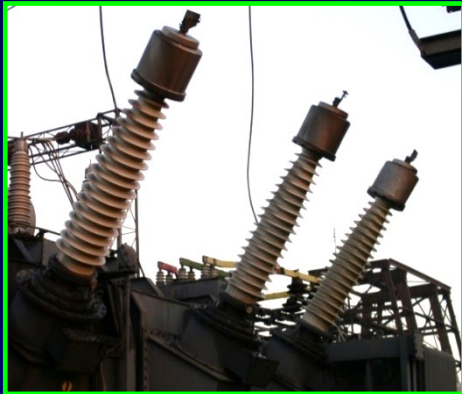


Дефекты систем охлаждения, и регулирования напряжения



- Загрязнения охладителей
- Дефект контакта предизбирателя трансформатора ТДН 16000/110: ($\Delta R = 11\%$).
- Дефект контактов ПБВ ($\Delta R = 2,5\%$).

Результаты обследования ввода ГМТА-45-220/2000У1



Масло марки ГК

H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	Σ C _x H _y
48137	2254	24229	12660	110	2011	6,7	3472	2,7	16135

$\text{tg}\delta_1 = 0,973 \%$

$\text{tg}\delta_3 = 0,736 \%$

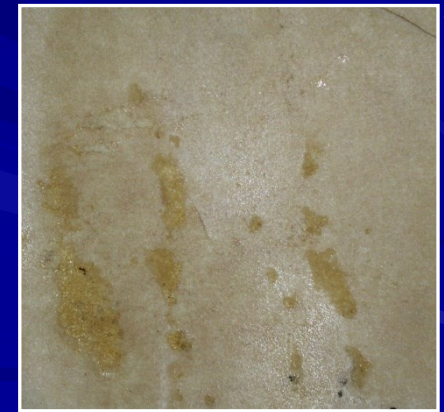
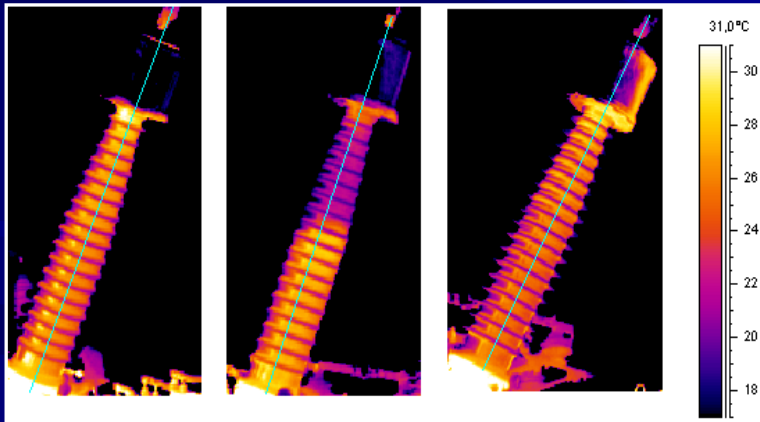
• КПЧ = 10

• $\text{tg} \delta = 3,8 \%$ (90 °C)

• Упр = 39 кВ

• W = 17,7 г/т

Результаты разборки ввода



- Следы х-воска на первой уравнильной обкладке
- Следы воска на изоляционной бумаге ввода

Повреждения вводов с RIR изоляцией



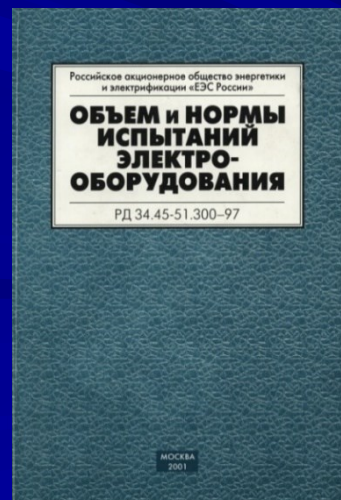
■ Нижняя часть ввода ГКТП-45-220/2000 О1



Организация диагностического контроля и оценка технического состояния трансформаторов

- Регламентные периодические отборы проб масла (из бака трансформатора, контактора РПН и маслонаполненных вводов) и проведение хроматографических и физико-химических анализов
- Регламентные периодические измерения и испытания (на выведенном из работы трансформаторе)
- Проведение измерений специальными методами диагностики, как правило, на работающем трансформаторе (периодические или неперидические)
- Комплексные диагностические обследования (КДО);
- Непрерывный диагностический контроль (мониторинг технического состояния)
- Периодическое техническое освидетельствование.

Удельная повреждаемость трансформаторов (по Львову М.Ю.)



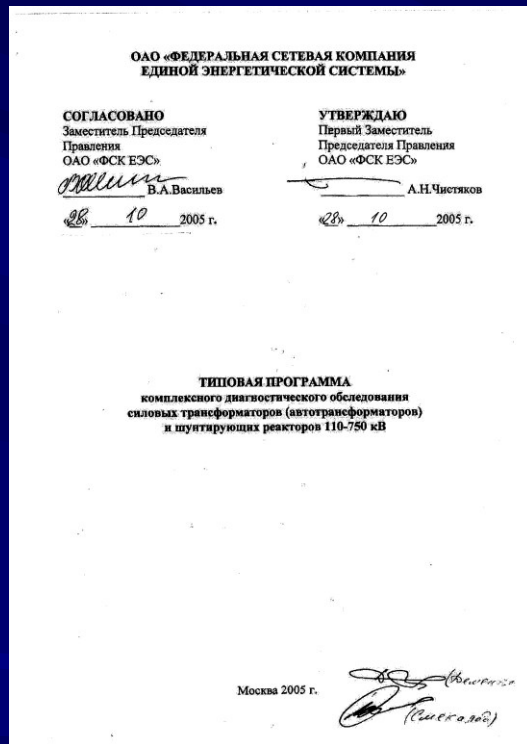
Пример периодичности проведения физико-химических анализов масла из бака трансформаторов

Показатель качества масла	ГОСТ, РД, метод	Периодичность измерения, не реже,			Основание для проведения учащенного контроля
		Согласно ОНИЭ	L > 35 лет при удовлетворительном состоянии	L > 35 лет при наличии дефектов	
1. Пробивное напряжение	ГОСТ 6581	1 раз в 2 года	1 раз в год	1 раз в 6 месяцев	Снижение $U_{пр}$ или рост W масла
4. Влагосодержание	МЭК 60814 ГОСТ 7822	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	1 раз в 6-12 месяцев*	Снижение $U_{пр}$ или рост W масла
5. Содержание мехпримесей	ГОСТ 17216	1 раз в 4 года	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Снижение $U_{пр}$
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°C	ГОСТ 6581	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	1 раз в год	Рост tgδ, КЧ, срабатывание антиокислительной присадки
11. Содержание фурановых производных	МЭК61198	1 раз в 4 года***	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Рост W масла, КЧ, СО и СО ₂

Пример периодичности проведения электрических испытаний трансформаторов

Электрическое испытание	Периодичность измерения, не реже,			Основание для проведения учащенного контроля	
	ОНИЭ	L > 35 лет при удовлетворительном состоянии	L > 35 лет при наличии дефектов		
Измерение сопротивления изоляции обмоток	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, а также при КДО	1 раз в 2 года и при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, влагосодержания, tg δ
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года и при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, влагосодержания, tg δ
Оценка влажности твердой изоляции	Первый раз через 10-12 лет после включения далее 1 раз в 4-6 лет	При КДО или 1 раз в 6 лет (только при W масла более 10 г/т)	При КДО или 1 раз в 5 лет (только при W масла более 10 г/т)	При КДО, 1 раз в 5 лет или внеочередное при росте W масла	При росте влагосодержания масла выше 25-30 г/т

Комплексные диагностические обследования трансформаторов в соответствии с требованиями Типовой программы ОАО «ФСК ЕЭС»



1. Анализ эксплуатационной документации
2. Анализ повреждаемости и характерных дефектов трансформаторов
3. Традиционные электрические измерения (на отключенном трансформаторе)
4. Обследования и измерения в режиме нагрузки и холостого хода (тепловидение, измерение и локация ЧР, вибрационные обследования)
5. Отбор проб масла и проведение ХАРГ и физико-химических анализов масла из бака, вводов, контакторов РПН
6. Комплексный анализ результатов
7. Разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации

Проведению технического освидетельствования электротехнического оборудования ПС



- Организация проведения технического освидетельствования
- Подготовка проектов приказов
- Анализ паспортных данных, результатов ремонтов, диагностической информации
- Подготовка сводных ведомостей технического состояния
- Подготовка Технического заключения по рассмотрению технической документации каждой технологической группы оборудования
- Подготовка проекта Акта (Протокола-Заключения) по результатам комиссионного технического освидетельствования электрооборудования совместно с представителями Ростехнадзора
- Заключительное заседание комиссии по техническому освидетельствованию



Режимы работы трансформаторов с длительным сроком эксплуатации

Для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации оправданы более «щадящие» режимы, исключая (или по крайней мере ограничивающие) повышенные уровни напряжения и нагрева.

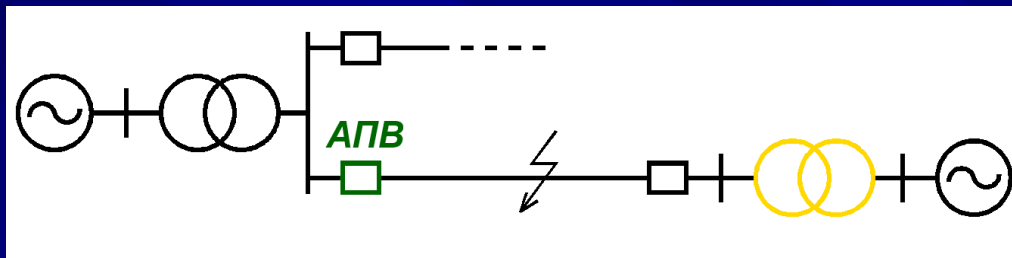
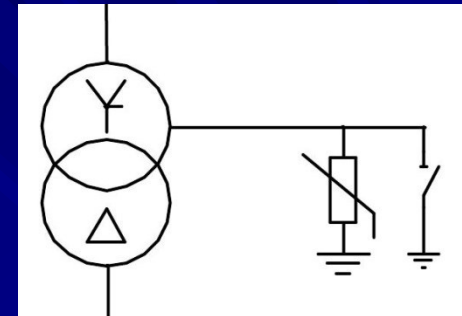
- Целесообразно исключить коммутации трансформаторов разъединителями (в режиме холостого хода).



- Оправдано ограничить по времени (а лучше исключить) работы с повышенным напряжением (по сравнению с допустимыми значениями по ГОСТ 1516.3]). В случае кратковременного повышения напряжения (выше наибольшего рабочего) на трансформаторах, которые находятся в зоне риска по уровню частичных разрядов и/или деструкции твердой изоляции, необходим внеочередной контроль развития уровня ЧР (на основе ХАРГ или прямых измерений).

Режимы работы трансформаторов с длительным сроком эксплуатации (продолжение)

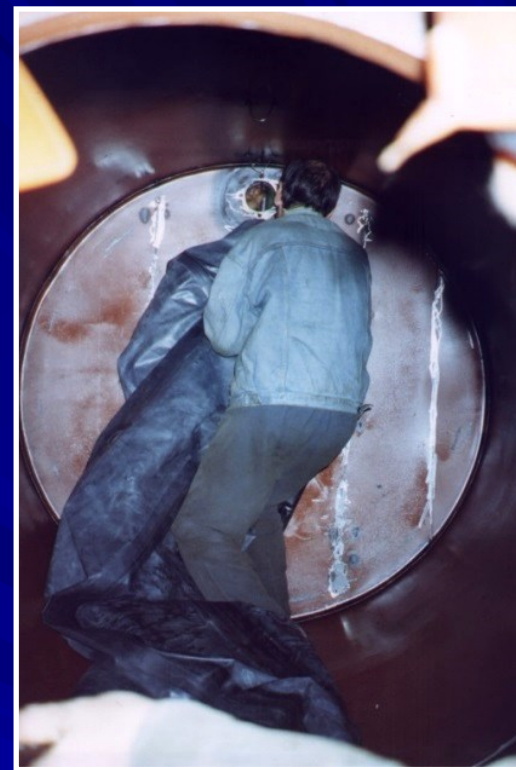
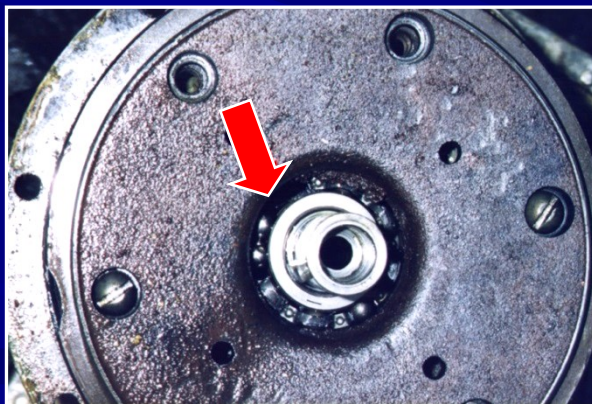
- У трансформаторов 110-220 кВ нежелательна эксплуатация с разземленной нейтралью обмотки ВН, а при наличии дефектов твердой изоляции такой режим следует исключить.
- Очередность включения выключателей при АПВ линии (при возможности) должна выполняться со стороны конца линии, противоположного трансформатору с длительным сроком эксплуатации.



- Для трансформаторов, имеющих глубокую деструкцию твердой изоляции необходимо ограничение температуры верхних слоев масла (по крайней мере на 10°C ниже значений, установленных ГОСТ Р 52719 [10]).

Текущие ремонты трансформаторов

- Работы по типовой номенклатуре
- Работы по результатам диагностического контроля
 - ремонт системы защиты масла от увлажнения;
 - ремонт (замена) оборудования системы охлаждения и регенерации масла;
 - ремонт расширителя;
 - обработка масла;
 - другие работы



Замена пленки в
расширителе

Типичные ошибки при текущих ремонтах трансформаторов

- Засыпка в адсорбционные и термосифонные фильтры увлажненного (невысушенного) и непромытого маслом силикагеля
- Нерегулярная и некачественная промывка охладителей
- Регенерация масла на силикагеле без последующего контроля содержания и ввода антиокислительной присадки
- Замена или регенерация масла без замены силикагеля в адсорберах и ТСФ, а также без учета уровня зашламления активной части
- Сушка масла из бака при значительном увлажнении твердой изоляции



Загрязнение охладителя

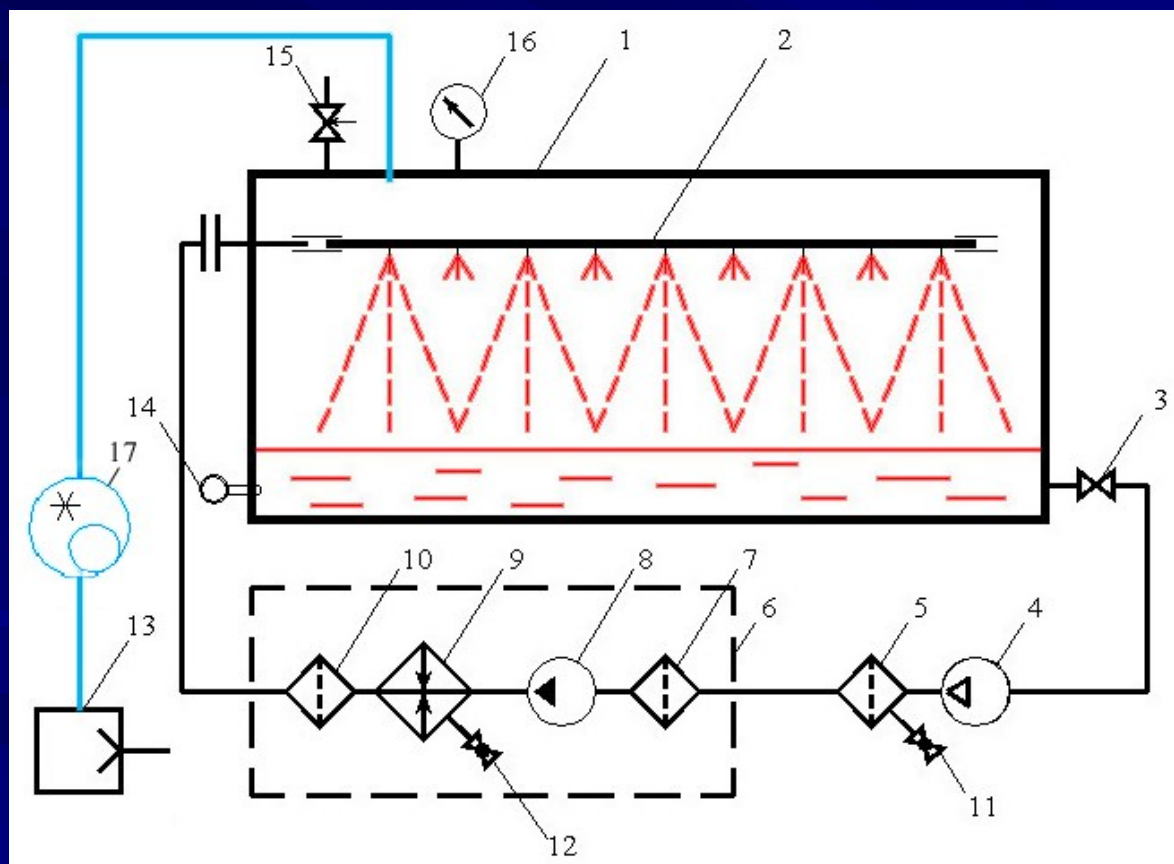


Загрязнение активной части трансформатора силикагелевой пылью

Классификация капитальных ремонтов

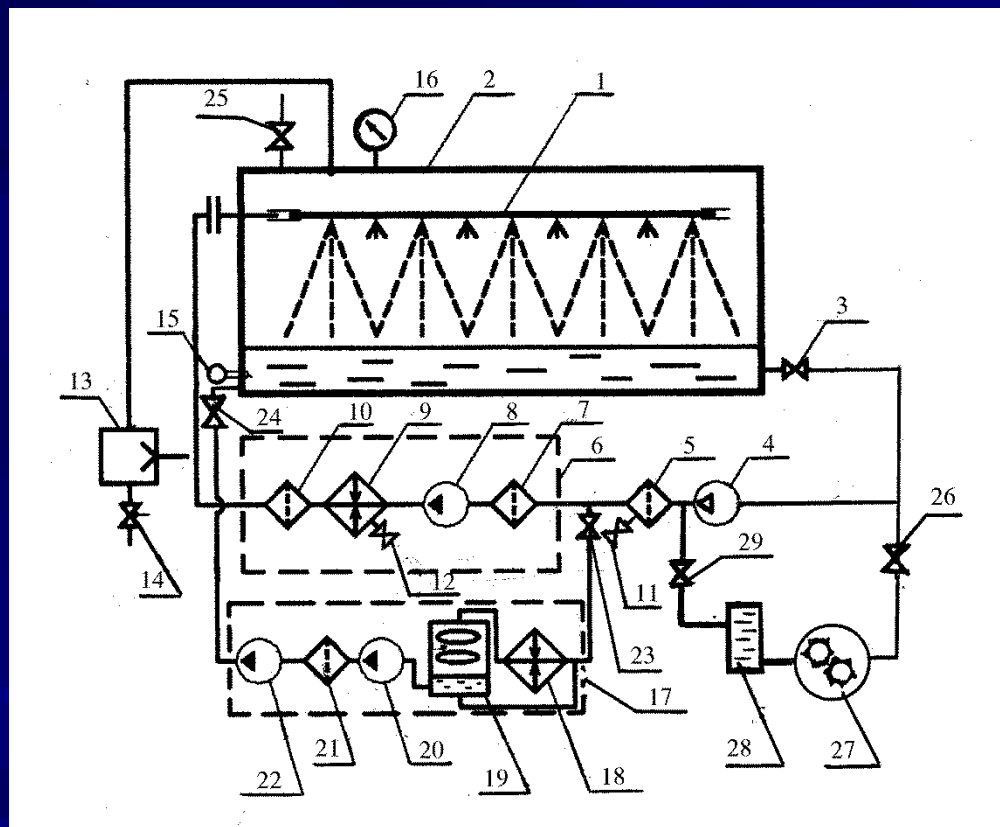


Принципиальная технологическая схема регенерации, обмыва и сушки изоляции трансформатора (РД 16. 363-87)



- 1- трансформатор
- 2-разбрызгиватели
- 3-технологическая задвижка
- 4-циркуляционный насос
- 5-фильтр
- 6-нагревательная установка
- 7-фильтр
- 8-насос
- 9-подогреватель масла
- 10-фильтр тонкой очистки
- 11, 12-краны для отбора проб
- 13-форвакуумный насос
- 14-датчик температуры масла
- 15-натекатель
- 16-вакууметр
- 17-вакуумная установка (типа «Иней»)

Технологическая схема обмыва и сушки изоляции трансформатора при значительном увлажнении и зашламлении активной части



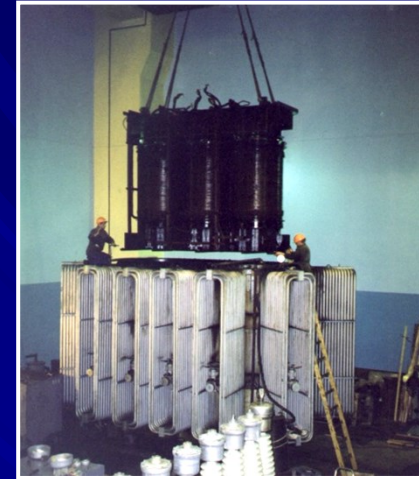
- 1- трансформатор
- 2-разбрызгиватели
- 3, 26, 29-технологические задвижки
- 4-циркуляционный насос
- 5,7,18-фильтры
- 6-нагревательная установка
- 8, 20, 22-насосы
- 9, 18-подогреватели масла
- 10,21-фильтры тонкой очистки
- 11, 12-краны для отбора проб
- 13-форвакуумный насос
- 14-натекатель
- 15-датчик температуры масла
- 16-вакуумметр
- 17- дегазационная установка
- 19- дегазатор
- 25-14-натекатель
- 27-электронасос шестеренчатый
- 28-адсорбционный фильтр

Температура масла $t_M \leq 70-75 \text{ }^\circ\text{C}$,
Остаточное давление $p \leq 400-450 \text{ мм рт.ст}$

Проблемы капитальных ремонтов

- Нарушения требований ОНИЭ по объему измерений, испытаний и анализов до, после и в период проведения ремонтных работ.
- Отсутствие у многих ремонтных предприятий физико-химических лабораторий (или договоров с лабораториями на выполнение соответствующих анализов)
- Ряд ремонтных предприятий не освоили даже традиционные электрические испытания.
- Имеют место технологические нарушения при ремонтных работах. В результате значительное количество отказов трансформаторов спровоцировано развитием дефектов после проведения ремонтов.
- Весьма редко проводятся прямые измерения влагосодержания твердой изоляции. Определение степени полимеризации образцов изоляции составляет не более 1 % от общего количества ремонтов со вскрытием активной части.

Такие нарушения требований ОНИЭ не только ограничивают контроль качества ремонтных работ, но и возможность объективной оценки остаточного ресурса твердой изоляции (и трансформатора в целом)].



Типичные повреждения при нарушении технологии установки вводов



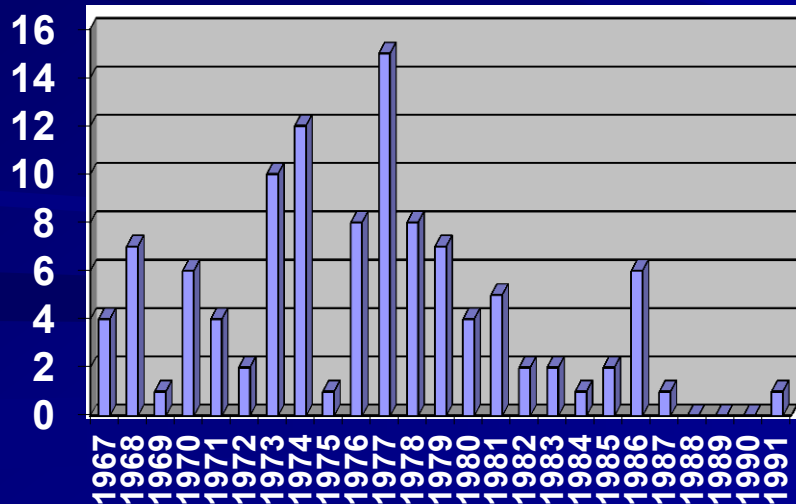
- Повреждение изоляции отвода обмотки ВН (трансформатор ТДЦ 40500/110)
- Повреждение «косы» отвода ВН (трансформатор ОДГ 35000/150)

Пример результатов ремонта и КДО трансформатора ТДЦ 125000/110

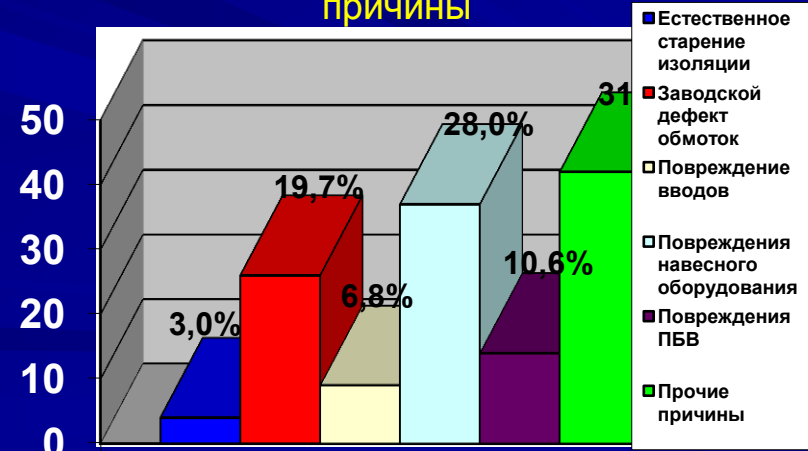


- Год изготовления - 1970
- Срок эксплуатации - 43 года
- Время нахождения в резерве не известно.
- Кап. ремонты - 1977 г. (ПБВ зашунтирован в 4 положении)
 - 1980 г. (сушка активной части)
 - **июнь 2012 г.** (замена вводов НН, дегазация масла, замена силикагеля)
- КДО - март 2013 г.
- Кап. ремонт по результатам КДО - авг. 2013 г.

Количества повреждений трансформаторов типа ТДЦ-125000/110 в зависимости от года изготовления



Количества повреждений трансформаторов типа ТДЦ-125000/110 в зависимости от причин



Результаты КДО трансформатора ТДЦ 125000/110 через 8 месяцев после капитального ремонта

Результаты внешнего осмотра трансформатора

- Течь масла из маслоохладителя № 3
- Отсутствие манометров на трех маслонасосах (из 7)



Результаты физико-химических анализов масла из бака трансформатора

Дата отбора	Примечание	U _{пр} , кВ	Влагосодержание		Мех. примеси по		КЧ, мг КОН/г	Содержание присадки, %	tgδ при 90 °С, %
			ГОСТ 1547	ГОСТ 1547	ГОСТ 6370-	ГОСТ 17216, класс			
24.05.2012	До ремонта	63	отс.	-	отс	-	0,026	-	-
19.06.2012	После ремонта	75	отс.	-	отс	-	0,041	-	-
14.03.2013	КДО	36	-	41	-	5	0,03	<0,1	1,46
Норма		≥40	Отс.	-	Отс.	-	≤0,1	≥0,1	≤12
ПДЗ		≥35	Отс.	≤30	Отс.	≤30	≤0,25	-	≤15

Результаты КДО трансформатора ТДЦ 125000/110 через 8 месяцев после капитального ремонта

Концентрации растворенных в масле бака газов

Дата	Концентрация растворенных в масле газов, ppm							Примечания
	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	
08.09.2005	0	28	140	3200	120	10	0	Текущий контроль
05.04.2006	0	50	280	5400	120	18	0	Текущий контроль
21.08.2006	9	2,7	42	350	5	4	0	После дегазации
...	
04.12.2007	17	94	155	2550	64,9	44,2	0	Текущий контроль
...	
17.06.2009	20,3	1196	249	4880	69,1	90,4	0	Текущий контроль
29.09.2009	25	954	251	4520	70,2	75,4	0	Текущий контроль
17.02.2010	0	180	120	2000	300	130	0	Смена лаб-рии
...	
07.09.2010	0	170	180	2500	280	160	0	Текущий контроль
18.12.2011	0	130	420	3700	140	170	0	Текущий контроль
18.05.2012	0	134	360	3500	130	126	0	До ремонта
15.06.2012	0	0	0	30	2	0	0	После дегазации
26.10.2012	0	4	22	700	5	0	0	Текущий контроль
06.02.2013	6	10	400	2400	130	12	0	Текущий контроль
...	
11.03.2013	5	120	420	3300	130	11,5	0	Текущий контроль
12.03.2013	20	99	350	3200	90	64	0	кдо
Граничные концентрации	100	100	600	8000	100	50	10	

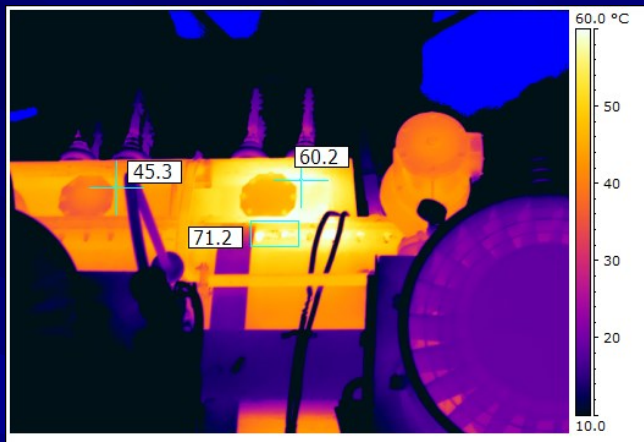
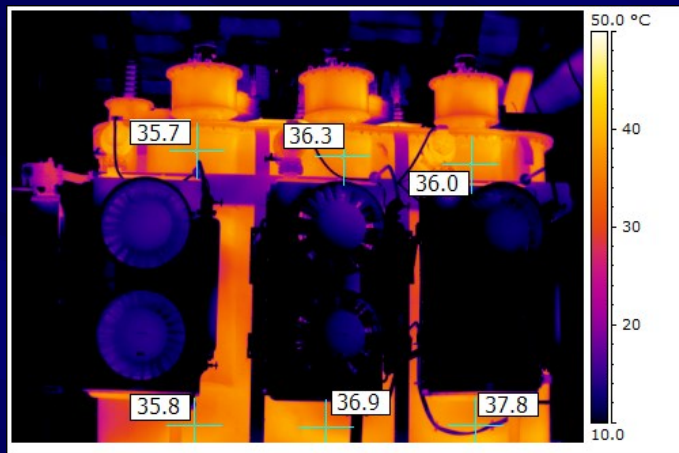
Состояние изоляции обмоток (при 20 °С)

Измерение	tgδ, %	R ₆₀ , МОм
До ремонта	0,76...0,94	337...385
После ремонта	0,45...0,69	858...919
КДО	0,34...0,41	490...870

- ❑ Расчетное влагосодержание $W_6 = 2,6...3,3\%$
- ❑ Концентрация фурфурола - 2,64 ppm
- ❑ Измерениями и акустической локацией - частичные и другие электрические разряды в активной части выше уровня помех не обнаружены



Результаты КДО трансформатора ТДЦ 125000/110 через 8 месяцев после капитального ремонта



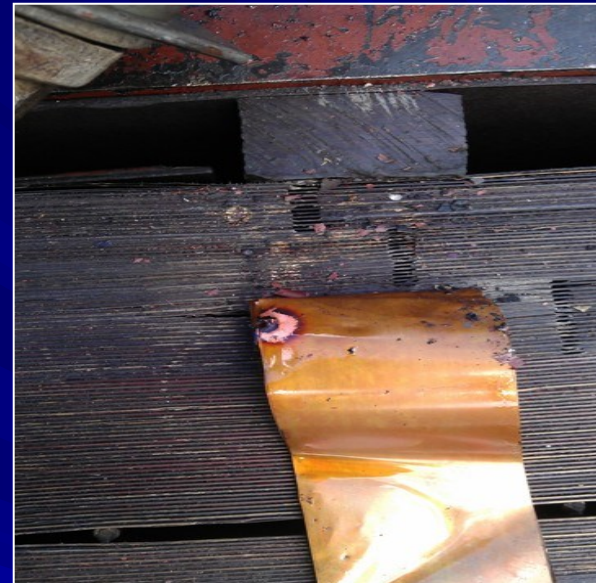
■ Термограмма поверхности бака со стороны ВН

■ Термограмма и фото поверхности верхней части бака со стороны НН в районе фазы «А»

■ Прессующий винт обмотки фазы «А» без изоляционной прокладки от ярмовой балки

■ Следы подгара прессующего винта обмотки фазы «А»

Дефекты трансформатора ТДЦ 125000/110



- Отгоревшая шинка заземления прессующих колец обмотки фазы «А»
- Подгар шинки заземления верхнего ярма магнитопровода с листами активной стали

Заключение

Учитывая значительное количество трансформаторов с длительным сроком службы, необходимо обобщить опыт их работы и обслуживания и **разработать нормативный документ, регламентирующий требования к диагностике, эксплуатации и ремонтам этой группы электрических машин.**

Такой документ позволит обеспечить :

- необходимый объем и периодичность диагностического контроля трансформаторов с учетом срока эксплуатации, уровня и опасности развивающихся дефектов;
- регламентировать режимы работы трансформаторов с длительным сроком службы для снижения негативных воздействий внешних (эксплуатационных) факторов, провоцирующих развития опасных дефектов и ускоренное старение основных систем электрических машин;
- планирование и выполнение необходимого объема ремонтных работ, включающих современные технологии, с учетом уровня развития дефектов и срока эксплуатации;
- продление срока эксплуатации без снижения уровня эксплуатационной надежности

Это позволит снизить вероятность развития финальных аварий, обеспечит необходимый объем технического обслуживания и ремонтов для сохранения уровня эксплуатационной надежности трансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет.





Спасибо за внимание

