



Контроль состояния масла и диагностика трансформаторов с длительным сроком эксплуатации

**Долин А.П. – канд. техн. наук,
Генеральный директор
ООО НТЦ «ЭДС»**

Развитие дефектов трансформаторов



Основная задача диагностики – своевременное обнаружение дефектов и предупреждение отказов оборудования

ТДЦ 40000/220

АТДЦТН 250000/220/110



АТДЦТН 167000/500/220



Функции и роль трансформаторного масла

Основные функции:

- изоляция находящихся под напряжением частей и узлов силового трансформатора
- отвод тепла от нагревающихся при работе частей
- предохранение изоляции от увлажнения

Кроме того масло выполняет функции дугогасящей среды в контакторе РПН

Трансформаторное масло

- При высоких диагностических параметрах обеспечивает надежность оборудования и снижает риск отказов даже при развитых дефектах трансформаторов
- Ухудшение параметров масла провоцирует развитие дефектов (в том числе развитие финальных аварий)
- Масло несет значительную диагностическую информацию об основных узлах активной части электрооборудования

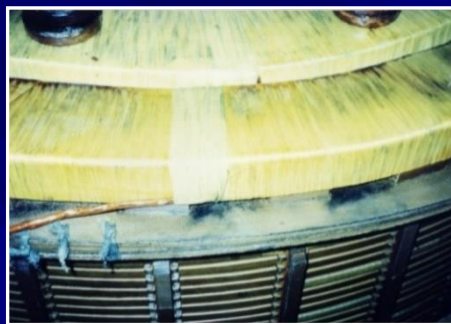


Снижение риска отказов трансформаторов при высоких диагностических параметрах масла и наличии развитых дефектов

Загрязнение активной части трансформаторов 220 кВ силикагелевой пылью (а) и углеродом (б)



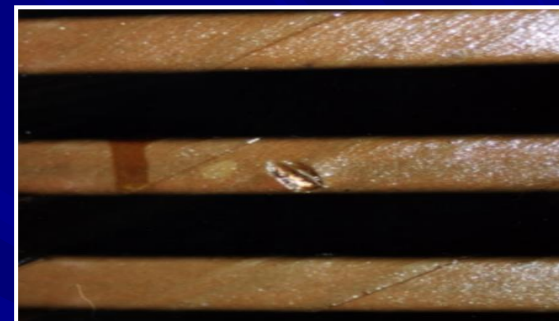
а)



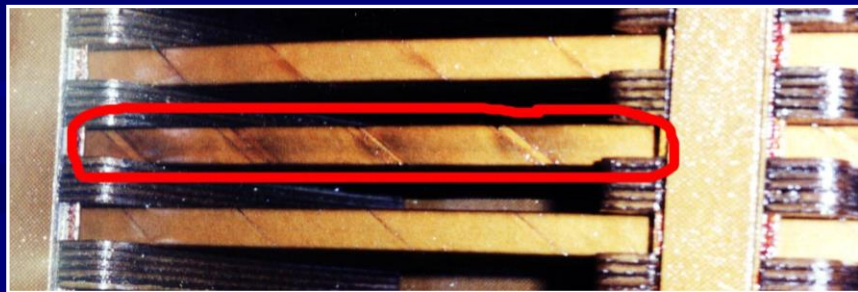
б)

$\text{tg } \delta$ масла
0,15-1,35%

Повреждение витковой изоляции заусенцем обмоточного провода (трансформатор ОДГ-35000/150)



Дефект намотки изоляции трансформатора 110 кВ



Повреждения
изоляции отвода
110 кВ

Развитие дефектов трансформаторов при ухудшении параметров масла

Увеличение влагосодержания

Развитие ЧР

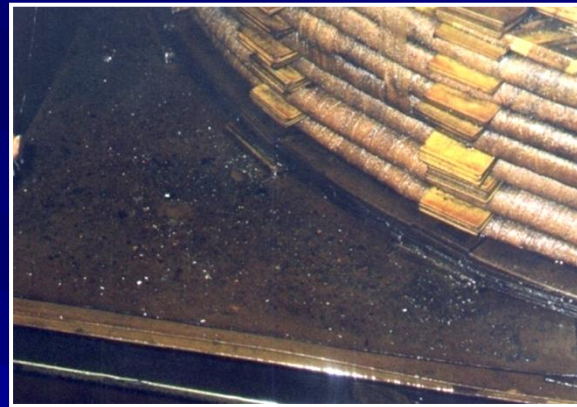


Межвитковые замыкания и отказы трансформатора



Деструкция масла

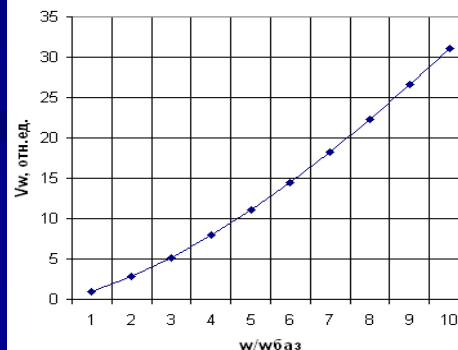
Зашламление активной части



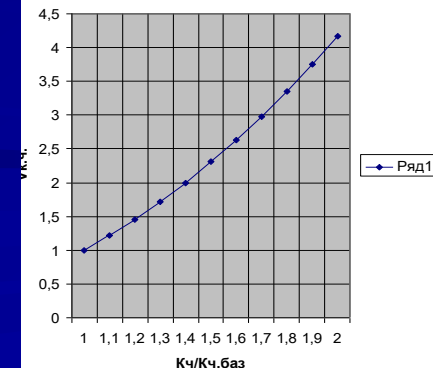
Участок фильтровальной мембраны с образцом шлама

Повышение скорости деструкции твердой изоляции

Повышение скорости старения при росте влагосодержания бумаги

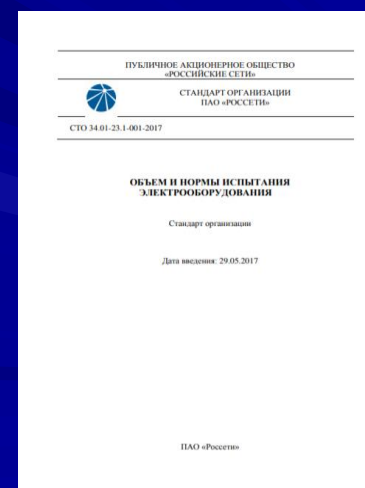


Повышение скорости старения бумаги при росте кислотного числа масла

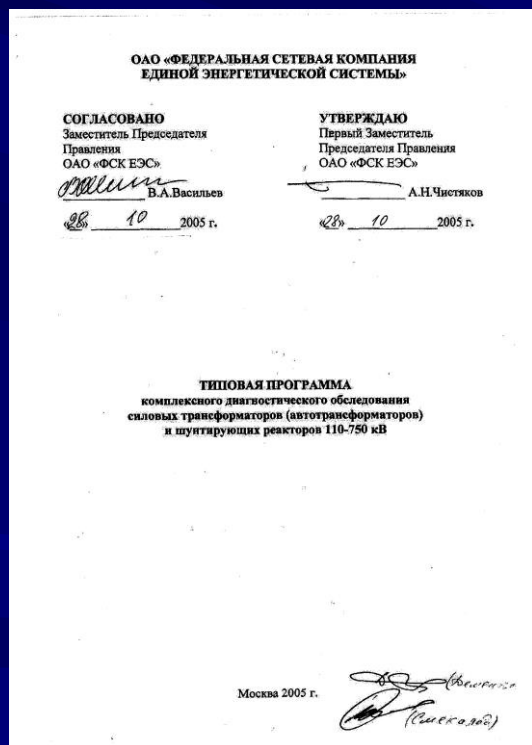


Организация диагностического контроля и оценка технического состояния трансформаторов

- 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)



Комплексные диагностические обследования трансформаторов в соответствии с требованиями Типовой программы ПАО «ФСК ЕЭС» и СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».



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



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 наличии тенденции ухудшения параметров | L > 35 лет в области риска | |
| 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 или мониторинг | Снижение $U_{пр}$ или рост W масла |
| 5. Содержание механических примесей | 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 $tg\delta$, КЧ или срабатывание антиокислительной присадки |
| 11. Содержание фурановых производных | МЭК 61198 | По решению субъекта ЭЭ | 1 раз в 4 года | 1 раз в 2 года | Рост W , КЧ масла, концентрации CO и/или CO_2 |

Результаты определения влагосодержания расчетным путем и прямых измерений образцов целлюлозной изоляции трансформаторов с системой охлаждения Д

| Трансформатор | Срок эксплуатации, лет | | Влагосодержание целлюлозной изоляции, % | | | Наибольшая абсолютная погрешность влагосодержания ² |
|------------------|------------------------|------------|---|--|-------------------------|--|
| | До КДО | До ремонта | Расчетное значение 1 | Максимальные измеренные значения образцов изоляции (толщиной, мм) ¹ | | |
| ТДГ-45000/110 | 51 | 54 | >5 | 4,3 (0,5) ¹ | 3,51 (3,0) ¹ | -0,7 |
| ТДГ-45000/110 | 51 | 55 | 3 | 4,32 (0,5) | 4,28 (3,0) | 1,32 |
| ТДГ-15000/110 | 48 | 52 | 3 | 2,89 (0,13) | 2,14 (3,0) | -0,11 |
| ТДНГУ-40500/110 | 34 | 36 | 3 | 2,50 (0,5) | 2,93 (2,0) | -0,07 |
| ТДТН-25000/110 | 34 | 34 | 5 | 6,8 (0,5) | 2,2 (3,0) | 1,8 |
| ТДНГУ-405000/110 | 45 | 47 | 4,9 | 4,8 (0,5) | 3,3 (3,0) | -0,1 |
| ТДГ-40500/110 | 45 | 46 | 4,0 | 4,19 (0,5) | 4,68 (2,0) | 0,68 |

¹ - Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007 г

² - разница между измеренным и расчетным значением влагосодержания



Результаты определения влагосодержания расчетным путем и прямых измерений образцов целлюлозной изоляции трансформаторов с системой охлаждения ДЦ

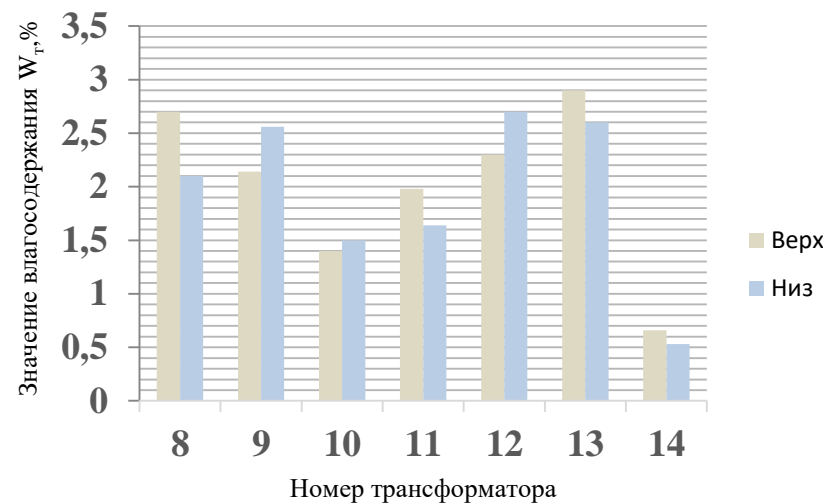
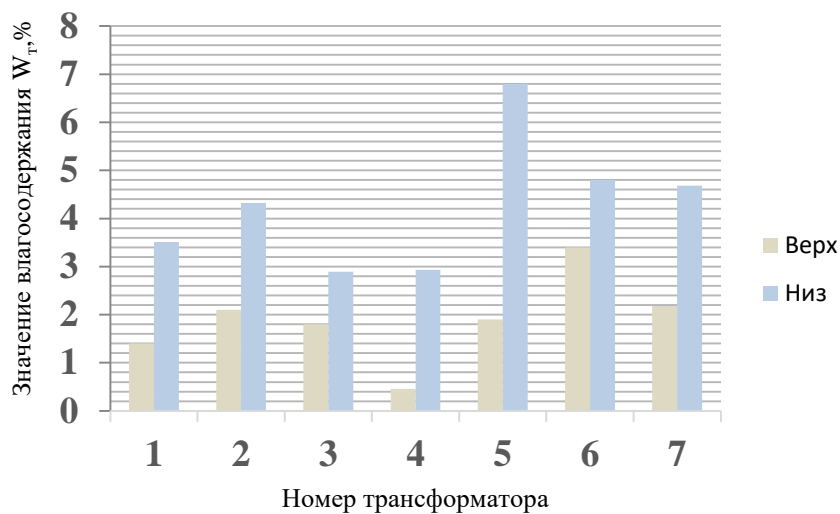
| Трансформатор | Срок эксплуатации, лет | | Влагосодержание целлюлозной изоляции, % | | | Наибольшая абсолютная погрешность влагосодержания ² |
|-----------------------|------------------------|------------|---|--|------------------------|--|
| | До КДО | До ремонта | Расчетное значение ¹ | Максимальные измеренные значения образцов изоляции (толщиной, мм) ¹ | | |
| ТДЦ-80000/110 | 28 | 29 | 2,9 | 2,7 (0,5) ¹ | 2,1 (3,0) ¹ | -0,2 |
| ТРДЦН-63000/110 | 30 | 31 | 3,0 | 2,56 (0,5) | 2,14 (3,0) | -0,44 |
| ТДЦ-206000/500 | 36 | 37 | 3,1 | 1,4 (0,5) | 1,5 (3,0) | -1,6 |
| ТДЦ-125000/220 | 23 | 24 | 2,0 | 0,98 (0,5) | 1,94 (1,5) | -0,06 |
| ТДЦ-125000/110 | 25 | 30 | 2,4 | 2,44 (0,5) | 2,7 (2,0) | 0,3 |
| ТРДЦН-80000/110 | 37 | 38 | 2,6 | 2,9 (0,5) | ... | 0,3 |
| АТДЦТН-125000/220/110 | 28 | 28 | 2,1 | 0,66 (0,5) | 0,53 (3,0) | -1,44 |

¹ - Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007 г

² - разница между измеренным и расчетным значением влагосодержания



Значение влагосодержания целлюлозной изоляции трансформаторов в верхней и нижней части бака



| Система охлаждения Д | |
|----------------------|--------------------|
| № | Тип трансформатора |
| 1 | ТДГ-45000/110 |
| 2 | ТДГ-45000/110 |
| 3 | ТДГ-15000/110 |
| 4 | ТДНГУ-40500/110 |
| 5 | ТДТН-25000/110 |
| 6 | ТДНГУ-405000/110 |
| 7 | ТДГ-40500/110 |

| Система охлаждения ДЦ | |
|-----------------------|-----------------------|
| № | Тип трансформатора |
| 8 | ТДЦ-80000/110 |
| 9 | ТРДЦН-63000/110 |
| 10 | ТДЦ-206000/500 |
| 11 | ТДЦ-125000/220 |
| 12 | ТДЦ-125000/110 |
| 13 | ТРДЦН-80000/110 |
| 14 | АТДЦТН-125000/220/110 |

Типичные ошибки при текущих ремонтах трансформаторов

- Засыпка в адсорбционные и термосифонные фильтры увлажненного (невысушенного) и непромытого маслом силикагеля
- 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 зашламливания активной части
- Сушка масла из бака при значительном увлажнении твердой изоляции



Загрязнение охладителя

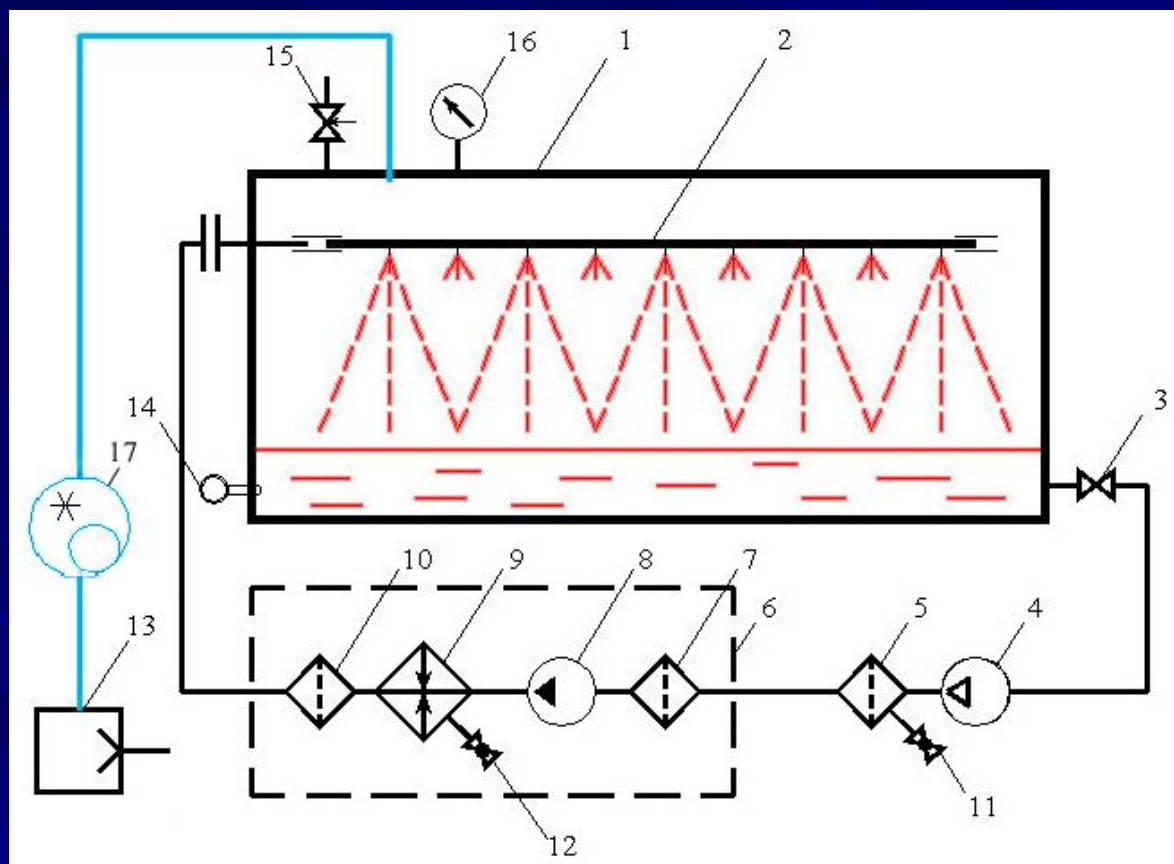


Загрязнение активной части трансформатора силикагелевой пылью

Классификация капитальных ремонтов

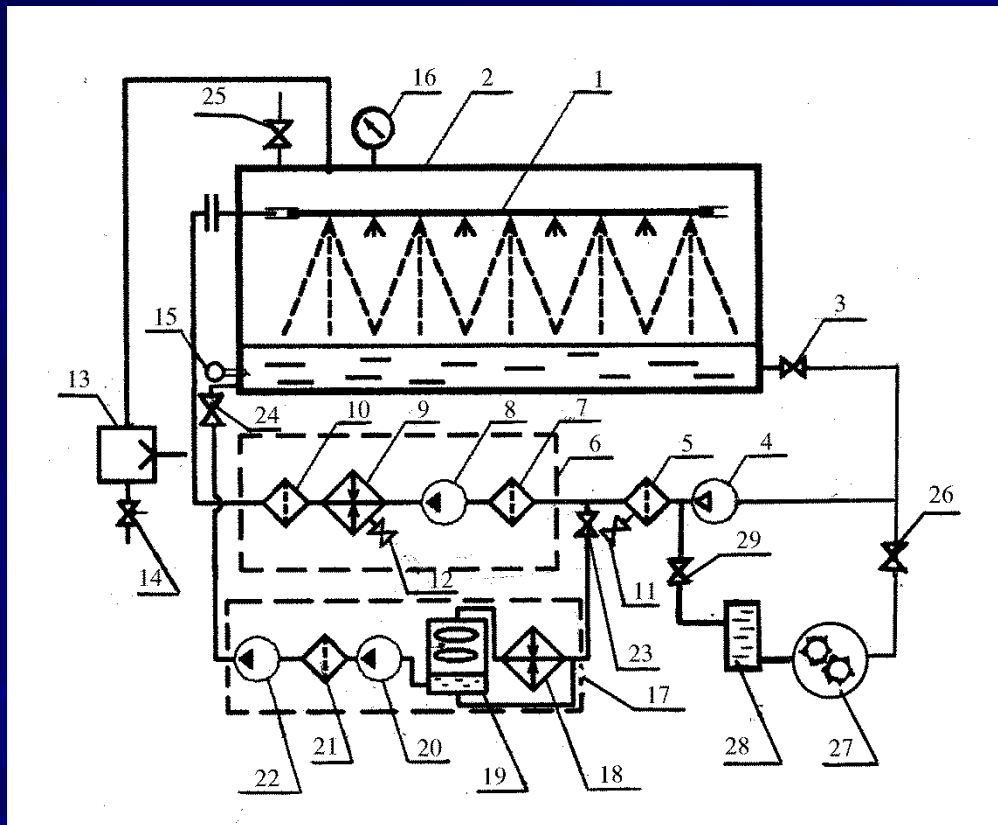


Принципиальная технологическая схема регенерации, обмыва и сушки изоляции трансформатора (РД 16. 363-87)



- 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)].



Изоляционные характеристики и другие параметры твердой изоляции трансформатора типа ТДЦ 40500/110 (45 лет эксплуатации)

| Измерения | $t_{изм}$ °С | Изоляционные характеристики при схеме измерения | | | | Изоляционные характеристики, приведенные к 20 °С при схеме измерения | | | | Механическая прочность, класс | Влажность, % |
|---------------|-----------------|---|-----------------------|---------|-----------------------|--|-----------------------|---------|-----------------------|-------------------------------|--------------|
| | | ВН-НН+К | | НН-ВН+К | | ВН-НН+К | | НН-ВН+К | | | |
| | | tgδ, % | R ₆₀ , МОм | tgδ, % | R ₆₀ , МОм | tgδ, % | R ₆₀ , МОм | tgδ, % | R ₆₀ , МОм | | |
| Заводские | 53 | 0.6 | 475 | 0.6 | 350 | 0.24 | 1812 | 0.24 | 1335 | - | - |
| До ремонта | 20 | 5.57 | 600 | 4.70 | 1000 | 5.57 | 600 | 4.70 | 1000 | 3 - 4 | 3.5 - 4.2 |
| После ремонта | 27 | 1.46 | 3000 | 1.06 | 2000 | 1.2 | 3985 | 0.88 | 2650 | 2 - 3 | 1.7 - 1.9 |

Степень полимеризации до ремонта 300-380 ед.



Параметры масла трансформатора (45 лет эксплуатации)

| Показатель качества масла | Значение показателей качества масла | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------------------|------------|---|------------|---------------------|-------------|
| | Масло марки ТК | | Смесь масел ТК и Т 1500 | | | |
| | Эксплуатационные до ремонта | | Предназначенное для заливки в бак (после ремонта) | | После заливки в бак | |
| | Измеренные | ПДЗ | Измеренные | ПДЗ | Измеренные | ПДЗ |
| $U_{пр}$, кВ | 45 | ≥ 35 | 72 | ≥ 60 | 67 | ≥ 55 |
| W, г/т | 28,3 | ≤ 30 | 4,8 | ≤ 20 | 6,6 | ≤ 25 |
| КПЧ, класс | 9 | ≤ 13 | 8 | ≤ 11 | 8 | ≤ 12 |
| tg δ , % при 90°C | 1,2 | ≤ 15 | 0,1 | ≤ 5 | 0,1 | ≤ 6 |
| КЧ, мг КОН/г | 0,03 | 0,25 | 0,01 | 0,05 | 0,012 | $\leq 0,05$ |
| Содер. антиокисл. присадки, % | 0 | $\geq 0,1$ | 0,3 | $\geq 0,2$ | 0,3 | $\geq 0,2$ |

В настоящее время срок эксплуатации трансформатора 65 лет



Заключение

Учитывая значительное количество трансформаторов с длительным сроком службы, необходимо обобщить опыт их работы и обслуживания и разработать нормативные документы, регламентирующий требования к диагностированию, а также к ремонтам этой группы электрических машин.

Такой документ позволит обеспечить :

- необходимый объем и периодичность диагностического контроля трансформаторов в том числе масла с учетом срока эксплуатации, уровня и опасности развивающихся дефектов;
- 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

