

## ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ И ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ ЧЕХИИ, СЛОВАКИИ, БОЛГАРИИ

В.В. ГУРИН, В.В. СОКОЛОВ (НИЦ "ЗТЗ-СЕРВИС")

В указанных странах НИЦом «ЗТЗ-Сервис» в течение 1990 - 1993 гг. выполнены работы по продлению срока службы 23 единицам трансформаторного оборудования 220-400 кВ, в т.ч. 7 однофазным блочным трансформаторам 150 МВА, 9 трехфазным блочным трансформаторам 125 - 250 МВА, (1) однофазному автотрансформатору 133 МВАр, 5 трехфазным автотрансформаторам 250 МВА и (1) шунтирующему реактору 55 МВАр 400 кВ. Распределение оборудования по типу и месту установки приведено в табл.1. Оборудование было произведено на трансформаторных заводах в Запорожье, Москве и Тольятти и к началу работ находилось в эксплуатации от 10 до 20 лет.

Один трансформатор 250 МВА 400 кВ и шунтирующий реактор подвергались аварийно-восстановительным работам после повреждения ввода с деформацией бака (трансформатор) или обмотки (реактор).

Остальное оборудование относилось к "благополучному", однако по результатам обследования в нем был выявлен целый ряд дефектов.

### 1. Результаты диагностики технического состояния оборудования.

Основные результаты обследования трансформаторов в Чехии, Словакии и Болгарии приведены в первых разделах соответственно табл. 2, 3 и 4.

#### 1.1. Износные дефекты.

Из перечня этих дефектов во всех обследованных трансформаторах имелось в той или иной степени увлажнение масла при нагреве до рабочей температуры (причем в 8 случаях или 53% от числа обследованных трансформаторов влагосодержание составляло более 20 г/т), увлажнение твердой изоляции не менее 1% (причем в 6 случаях или 30% - более 2%), загрязнение масляных промежутков и поверхности твердой изоляции частицами износа маслонасосов и продуктами разложения масла. Критическое или сильное старение масла наблюдалось в 15 трансформаторах (71%). Только в одном из приведенных в таблицах трансформаторах при ремонте не требовалось заменять или регенерировать масло.

В большинстве обследованных систем охлаждения трансформаторов наблюдались неисправности и износ маслонасосов, прежде всего подшипников, течи масла. Имели место загрязнение оребрения трубок охладителей, повышенные вибрации вентиляторов, течи масла. Состояние баков и маслопроводов практически всех трансформаторов в той или иной мере имело отклонения от нормального. Наблюдались течи масла по сварным швам и резиновым уплотнениям (из-за их старения), установок вводов, задвижек, плоских кранов, предохранительных клапанов. Фильтров, устройств РПН, пробок донных отверстий и др.

К дефектам контрольно-измерительной аппаратуры относились повышенные вибрации газового реле, неисправность манометров и термосигнализаторов, повреждения, ржавчина, замасливание защитной оболочки и изоляции контрольных кабелей, снижение изоляции привода РПН и др.

По результатам обследований трансформаторов составлялись карты дефектов, рекомендации по ремонту с перечнем необходимых запасных частей.

Старение твердой изоляции во всех обследованных трансформаторах находилось на допустимом уровне, степень полимеризации в 11 обследованных трансформаторах была в пределах 880-1550 (растворитель кадмий-этилендиамин). В трансформаторах Т-220 и Т-240

ТЭС Вояны проводились измерения фурановых соединений. В трансформаторе Т-220 измерено около 3 ppm фурана, в Т-240 - около 20 ppm фурфуrolа.

В одном случае наблюдалась эрозия контакта в месте присоединения экрана ввода 220 кВ (трансформатор 4Т, фаза В, ТЭС Марица-Исток-3).

Запрессовка обмоток во всех обследованных трансформаторах оказалась ослабленной. В большинстве случаев (95%) она составила менее 50% от расчетной, а в 7-ми трансформаторах (37%) имелись прессующие элементы с запрессовкой всего (7-15%) от расчетной.

В 7 случаях (35%) была ослаблена запрессовка магнитопровода. Это в одном случае привело к появлению ненормального звука при пофазном возбуждении трансформатора (4Т, ТЭС Марица-Исток-3), в другом случае к образованию короткозамкнутого контура (Т-401, ПС Незнашов).

### 1.2. Развивающиеся повреждения.

Наиболее часто встречающимся развивающимся повреждением являлся нагрев конструктивных элементов активных частей трансформаторов из-за образования короткозамкнутых контуров. В 55% приведенных в табл. 2, 3, 4 случаев имелись такие повреждения. Короткозамкнутые контуры образовывались замыканием активной части или отдельных ее элементов (шины) на дно бака, замыкание полубандажей на консоль, замыкание распорных болтов на бак и др.

Основным диагностическим средством для выявления короткозамкнутых контуров остается хроматографический анализ растворенных в масле газов. В автотрансформаторе 133 МВА 400/230 кВ на ПС Лемешаны это повреждение подтверждалось измерениями частичных разрядов. Можно полагать, что метод измерения ЧР всегда будет выявлять такие повреждения в тех случаях, когда короткозамкнутые контуры не имеют «глухого» (металлического) замыкания, а образуются с наличием «искрящих» промежутков масла.

Во всех 5 случаях, когда проводились измерения ЧР (трансформаторы Т-220 и Т-240 ТЭС Вояны, 4Т ТЭС Марица-Исток-3, автотрансформаторы ПС Лемешаны и ТЭС Варна), были зарегистрированы разряды в объектах испытания. Это может служить свидетельством перспективности широкого распространения этого метода диагностики, несмотря на его трудоемкость в случае использования электрического метода измерения ЧР. Важно отметить, что опыт работы на трансформаторах ТЭС Вояны и автотрансформаторе ПС Лемешаны свидетельствует о высокой эффективности электрического метода измерения ЧР для оценки качества ремонтных работ.

Нагрев токоведущих соединений обнаружен в 4-х случаях (19%). В трансформаторах Т-403 фазы А и В ТЭС Почерады, шунтирующем реакторе и в автотрансформаторе ТЭС Варна имел место перегрев контактов 35 кВ и контактов устройства РПН.

Деформация обмоток во всех приведенных в табл. 2-4 трансформаторах не обнаружена, что может быть объяснено относительно небольшой мощностью энергосистем рассматриваемых стран Восточной Европы.

### 1.3. Дефекты комплектующих и внешних элементов.

Наиболее дефектным комплектующим элементом обследованного трансформаторного оборудования являются вводы (110, 220, 400 кВ). Во всех 20 трансформаторах табл. 2-4 вводы имели те или иные дефекты (ЧР, загрязнение, увлажнение, нагревы, ухудшение характеристик масла, повышенное газосодержание, низкое давление масла, течи масла).

Типичными дефектами систем "дыхания" и защиты масла от повышения давления является негерметичность, приводящая к проникновению атмосферной влаги в трансформаторы.

## 2. Основные работы по продлению срока службы трансформаторов.

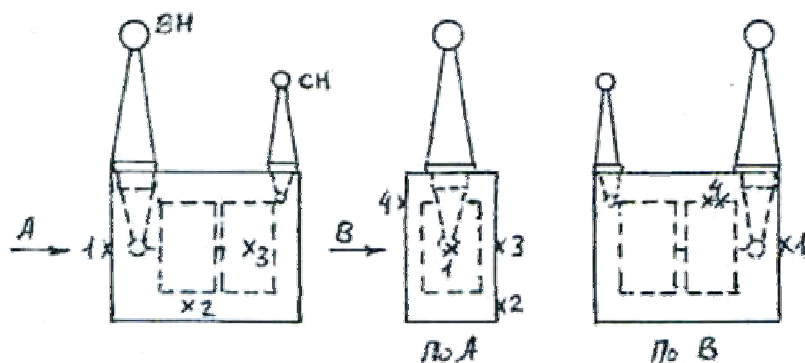
Следующим (после диагностирования технического состояния) этапом продления срока службы трансформаторного оборудования согласно принятой в НИЦ «ЗТЗ-Сервис» концепции [Л. 1] является выполнение внутренней ревизии, устранение дефектов активной части,

восстановление механического состояния магнитопровода и обмоток, сушка, промывка и регенерация изоляции (удаление растворимого шлама и других продуктов старения, механических примесей), заливка и пропитка трансформатора новым или отрегенерированным маслом.

Ревизия всех перечисленных в табл. 2-4 трансформаторов проводилась без подъема "колокола", путем проникновения человека внутрь вскрытых баков. (Аварийно-восстановительный ремонт шунтирующего реактора проводился с подъемом "колокола"). В 8-ми (из 19-ти) случаев потребовалось при ревизии устранить внутренние дефекты в трансформаторах. Во всех этих 8-ми трансформаторах короткозамкнутые контуры были устранены одним или несколькими из следующих способов: механическое устранение мест замыканий, установка дополнительных изоляционных прокладок, изменение схемы заземления или установка в короткозамкнутый контур резистора (см.табл. 2-4).

Источники частичных разрядов были устранены в трансформаторах Т-220, Т-240 ТЭС Вояны, АТ ПС Лемешаны и 4Т ТЭС Марица-Изток-3.

В таблице 5 и на рисунке приведены источники ЧР, их интенсивность и место нахождения в автотрансформаторе ПС Лемешаны.



Рисунок

Местонахождение источников ЧР в АТ 133 МВА 400/230 кВ ПС Лемешаны

При заключительных послеремонтных испытаниях все 4 источника ЧР были устранены. Измеренная интенсивность ЧР составила менее 20 пКл [Л.2].

Из 19-ти трансформаторов табл. 2 – 4, подвергшихся ремонтным работам, в 17-ти были отремонтированы или заменены (раньше или позже) вводы 110-400 кВ. На трансформаторах 4Т ТЭС Марица-Изток-3 и резервном трансформаторе 250 МВА 220 кВ АЭС Козлодуй замена вводов не была произведена из-за отсутствия новых вводов, она запланирована на ближайшее время.

Сушка, промывка, регенерация изоляции с применением масла Регенол входит в программу продления срока службы в качестве обязательного этапа. В рассматриваемых в табл. 2-4 трансформаторах при этом было выделено конденсата, в том числе воды, от 2,5 до 18,8 литров. Визуальное сравнение состояния твердой изоляции активных частей перед ремонтом и после выполнения сушки, промывки, регенерации обычно производит очень сильное впечатление на человека (изоляция выглядит «как новая», «даже лучше, чем на заводе-изготовителе»).

Правильность этого впечатления количественно подтверждается характеристиками изоляции ( $R_{60}$  и  $tg\delta$ ). В табл. 6, 7 и 8 в качестве характерных примеров приведено сравнение этих характеристик для трех трансформаторов ТЭС Почерады и Вояны.

Характеристики изоляции в этих и других случаях улучшились в несколько раз. Зачастую они становились лучше, чем при выпуске из завода-изготовителя (см. табл.6).

Возобновление (регенерация th) характеристик масла или его замена также является важнейшим этапом продления срока службы, который, как уже отмечалось в разделе 1 настоящего доклада, проводится практически всегда. В качестве примера в табл. 6-7

сравниваются такие характеристики масла, как пробивное напряжение,  $tg \ 90$ ,  $\rho \ 90$ ,  $E - n^2_D$ , поверхностное натяжение, кислотное число, число омыления и влагосодержание до и после ремонта. Все характеристики намного улучшились.

В практике НИЦ "ЗТЗ-Сервис" широко применяется модернизация трансформаторов при продлении срока службы. Типовыми решениями, кроме замены масла и вводов, являются герметизация баков с установкой пленочной защиты, установка улучшенных адсорбционных фильтров, совершенствование системы охлаждения и контрольно-измерительной аппаратуры. Тенденции развития модернизации направлены на полное обновление комплектующих узлов и совершенствование средств контроля под напряжением (внедрение систем мониторинга "онлайн").

В рассматриваемых в табл. 2-4 трансформаторах установка пленочной защиты производилась на трансформаторах в Т-220, Т-240 ТЭС Ваяны, на АТ ПС Лемешаны и на трех трансформаторах в Болгарии.

Замена выхлопных труб на предохранительные клапаны была выполнена на 6-ти из 7-ми фаз трансформаторов ТЭС Почерады, на 2-х из 3-х трансформаторов ТЭС Вояны, на АТ ПС Лемешаны, на трех трансформаторах в Болгарии. Плоские краны на дисковые затворы менялись на трансформаторах ТЭС Вояны и на трех трансформаторах в Болгарии.

В некоторых случаях (Т-240 ТЭС Вояны, 4Т ТЭС Марица-Изток-3) потребовалось улучшение элементов твердой изоляции. В трансформаторах Т-240 была усовершенствована конструкция межфазной перегородки с целью исключения источника скопления грязи, на трансформаторе 4Т была заменена планка крепления отводов НН.

Во всех трансформаторах были заменены резиновые уплотнения и приняты меры по усовершенствованию течей масла. Проблема устранения течей масла стала весьма актуальной в связи с повышением экологических требований. В НИЦ «ЗТЗ-Сервис» разрабатывается комплексная программа по ее решению.

### **3. Контроль качества ремонтных работ, состояние оборудования после обновления.**

В процессе выполнения работ по продлению срока службы трансформаторов в Чехии, Словакии и Болгарии (табл. 2 – 4) и в странах СНГ разрабатывался и формировался комплексный подход к контролю качества ремонтных работ и закладывались основы создания системы контроля качества.

Система базируется на принципах, изложенных в стандартах ИСО 9000 - ИСЦ 9004, глубоких знаниях о конструкции и технологии изготовления, на заводском опыте производства и испытаний, выявления и анализа дефектов, опыте ремонтов аналогичных трансформаторов, умении оценивать последствия того или иного принимаемого решения. Она составляется индивидуально для каждого трансформатора и включает в себя пооперационный визуальный и инструментальный контроль (по аналогии с функциями ОТК на заводах-изготовителях), пооперационные испытания, заключительные испытания после всех выполненных на трансформаторе работ.

Наметилась устойчивая тенденция включения в программу заключительных испытаний тех видов испытаний, которые предусмотрены стандартами для заводов-изготовителей в качестве обязательных приемо-сдаточных.

Отсутствие в настоящее время достаточного количества передвижных испытательных установок для проверки изоляции частично компенсируется требованием весьма малого уровня ЧР (10 – 20 пКл) при 110-115% от  $U_{ном}$  (см.табл. 5 и [Л.2]). В необходимых случаях применяются и такие испытания, которые относятся к типовым (измерения уровня звука, вибраций, испытаний на нагрев).

Трансформаторы в Чехии, Словакии и Болгарии (табл.1) после продления срока их службы работают надежно (некоторые трансформаторы в течение 4-х лет). Характеристики масла и изоляции практически не изменяются (например, см. табл.6 – 8). Общая наработка всех трансформаторов, прошедших комплекс работ в странах СНГ и Восточной Европы по продлению срока службы, выполненных НИЦ «ЗТЗ-Сервис» или под его техническим руководством, составляет более 60 лет.

## Литература

1. Соколов В.В.

Опыт обновления и продления срока службы мощных силовых трансформаторов (в настоящем сборнике.)

2. Гурин В.В., Соколов В.В., Валента Я., Кучера Б.

Диагностика автотрансформатора в эксплуатации методом измерения и локации частичных разрядов.

"Электрические станции", 1993

**Перечень трансформаторного оборудования, которому было проведено обновление и продление срока службы НИЦ "ЗТЗ-Сервис" в странах Восточной Европы в 1990-1993 гг.**

блица 1.

*)	Число фаз.	Напряжение обмоток ВН/СН, кВ	Мощность, МВА	Количество трансформаторов	Объект, страна	Наработка до ремонта, лет
Т	3	400	125	3	ТЭС Вояны, Словакия	18, 20, 20
АТ	1	400/230	133	1	ПС Лемешаны, Словакия	14
Т	1	400	150	7	ТЭС Почерады, Чехия	13, 13, 13, 19, 20, 20, 20
Т	3	220	250	2	АЭС Козлодуй, Болгария	20, 20
				2	ТЭС Марица-Изток-3, Болгария	12, 14
Т	3	400	250	2	АЭС Козлодуй, Болгария	14, 9 + 2**)
АТ	3	400/110	250	2	ПС Незнашов, Чехия	10, 11
				1	ПС Списка Нова-Вес, Словакия	10
				1	ПС Мировка, Чехия	10
				1	ПС Липтоская Мара, Словакия	10
ШР	1	400	55	1	ПС Велки Капушаны, Словакия	22

\*) Обозначение: Т - блочный трансформатор

АТ - автотрансформатор ШР - шунтирующий реактор

\*\*) После повреждения ввода трансформатор 2 года находился без масла в поврежденном баке.

**Основные результаты работ НИЦ "ЭТЗ-Сервис" в Чехии в 1990 - 1993 г.г..**

Таблица 2

Диспетчерский № тр-ра зав. № объект	Т-402 ф..А №76483	Т-402 ф.В №75825	Т-402 ф.С №77236	Т-402 ф.А №93261	Т-403 ф..А №93282	Т-403 ф.С №95336	Т-403 Рез. №76482	Т-401 №10801 1	Т-402 №110494	Т-401 №108231 «Мировка »
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТЭС «Почерады»										
1. Обнаруженные дефекты при обследовании силовых трансформаторов										
1.1. Износные дефекты:										
а) Увлажнение масла при нагреве до рабочей t C, г/т	14	16	23	19	21	17	Нагрев не производ.	Нагрев не производ.	16	Нагрев не производ.
б) Увлажнение твердой изоляции, не менее %	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.5	1-1.5	1.16	0.82	1.0
в) Старение масла	сильное	сильное	сильное	сильное	сильное	сильное	сильное	среднее	среднее	слабое
Кислотное число	0.026	0.031	0.031	0.02	0.02	0.024	-	0.013	0.011	0.01
Поверхностное натяжение	44	44	46	45	44	44	-	54	53	42.2
Цвет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2/-1.5
Число омыления	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06
$tg\delta$ 90, %	0.98	1.83	0.92	4.04	7.06	8.7	5.2	1.9	2.52	0.82
г) Загрязнение масляных промежутков, $tg\delta_p > tg\delta_{np}$	0.51> 0.43	0.99> 0.73	0.6> 0.36	3.4> 1.26	11.0> 2.3	6.1> 3.63	-	-	2.8>2.52	2.08>0.73
д) Загрязнение поверхности твердой изоляции	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.	загрязн.
е) Старение твердой изоляции (степень полимеризации)	1550	1550	1550	1340	1340	1340	-	-	-	-
ж) Запрессовка обмоток (% от расчетной)	15-35	15-35	15-35	15-35	15-35	15-35	не изм.	40-70	35-60	40-100

Диспетчерский № тр-ра зав. № объект	Т-402 ф..А №76483	Т-402 ф.В №75825	Т-402 ф.С №77236	Т-402 ф.А №93261	Т-403 ф..А №93282	Т-403 ф.С №95336	Т-403 Рез. №76482	Т-401 №10801 1	Т-402 №110494	Т-401 №108231
	ТЭС «Почерады»							ПС «Незнашов»		«Мировка »
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
з) Запрессовка магнитопровода	норм.	норм.	норм.	норм.	норм.	норм.	норм.	ослабл.	ослабл.	норм.
1.2. Развивающиеся повреж- дения: а) частичные разряды (ЧР)	не изме- рялись	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.	не изм.
б) к.з. контуры	отс.	отс.	замыкан верхн.по -лубан- дажа на шпиды	отс.	отс.	отс.	отс.	касание 4-х шпидов нижних консоле й	зам. нижней ярмбалки на бак	касание 2- х шпидов нижних консолей
в) нагрев токоведущих соединений (вводы, РПН)	отс.	отс.	отс.	перегр. ввода 35 кВ, болтов разъема	перегр. ввода 35 кВ, болтов разъема	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
г) деформация обмоток	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
1.3. Дефекты комплектующих и внешних элементов: а) высоковольтные вводы	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	течь и ухудше- ние масла во вводе	течь и ухудше- ние масла во вводе 400 кВ	+	+





Диспетчерский № тр-ра зав. № объект	T-402 ф..А №76483	T-402 ф.В №75825	T-402 ф.С №77236	T-402 ф.А №93261	T-403 ф..А №93282	T-403 ф.С №95336	T-403 Рез. №76482	T-401 №10801 1	T-402 №110494	T-401 №108231
	ТЭС «Почерады»							ПС «Незнашов»		«Мировка »
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ревизиидефектов в активной части нагревы	-	-	+	-	-	-	-	+	устан. резист. 2.7 кОм	устранен
ЧР	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
б) замена или ремонт высоковольтных вводов	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
в) сушка, промывка, регенерация изоляции	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Выделено конденсата, л	8	4.2	6.8	8.4	13.75	7.8	4.15	2.85 л ВОДЫ	2.7 л ВОДЫ	2.5 л ВОДЫ
г) замена или регенерация масла	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
д) запрессовка обмоток	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+
е) запрессовка магнитопровода	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
ж) замена выхлопных труб на предохранительные клапаны	+	+	+	+	+	+	+	-	Не требовалось, предусмотрено конструкцией	
з) установка гибкой оболочки	-	-	-	-	-	-	-	-	Не требовалось, предусмотрено конструкцией	
и) замена плоских кранов на дисковые затворы	-	-	-	-	-	-	-	-	Не требовалось, предусмотрено конструкцией	





<i>Дисп. № тр-ра зав.№ объект</i>	<i>T-230 №85179</i>	<i>T-220 №84158</i>	<i>T-240 №85132</i>	<i>T-401 №110698 Липтовска Мара</i>	<i>T-401 №111439 ПС «Лемешаны»</i>	<i>№114065 ПС «Списка Нова»</i>	<i>РОДЦ- 55000/400 ПС «Велке Капушаны»</i>
	<i>ТЭС «Вояны»</i>						
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
е) старение твёрдой изоляции (степень полимеризации)	1345	1080 фуран 2.83 ppm	1100 фурфурол 19.5 ppm	-	990	-	880 - 1040
ж) запрессовка обмоток (% от расчетной)	25 – 30	80 – 95	90 – 95	28 – 57	25 – 30	10 – 65	-
1.2. Развиваю- щиеся повреж- дения: а) частичные разряды (ЧР)	не измерялись	акустич. сигналы	1100 – 5000 пКл	не измерялись	до 5000 пКл 4 источн. ЧР	не измерялись	пробой изоляции между 8 – 9 катушками нижней половины обмоток
б) к.з. контуры	отс.	отс.	отс.	замыкание шпилей, распорных болтов	замыкание а/части на дно бака	отс.	
в) нагрев токоведущих соединений (вводы, РПН)	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	ввод нейтрали
г) деформация обмоток	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
1.3. Дефекты комплектующих и внешних элементов: а) высоковольтные	низкое давление	повышенное газосодержание	повышенное газосодержание	-	-	+	-

Дисп. № тр-ра зав.№ объект	T-230 №85179	T-220 №84158	T-240 №85132	T-401 №110698 Липтовска Мара	T-401 №111439 ПС «Лемешаны»	№114065 ПС «Списка Нова»	РОДЦ- 55000/400 ПС «Велке Капушаны»
1	2	3	4	5	6	7	8
вводы	масла, увеличение $tg\delta$ на вводе ф.С	во вводах 400 кВ	во вводах 400 кВ				
б) система «дыхания»	отс. масло и силикагель в воздухоос.	-	-	-	-	отс.	отс.
в) система защиты от повышения давления	-	-	-	-	-	отс.	разрушение диафрагмы
г) система охлаждения: маслонасосы	износ 2-х маслонасосов	износ маслонасосов	износ маслонасосов	износ маслонасосов	износ маслонасосов	отс.	-
охладители	загрязнение радиаторов	-	-	загрязнение радиаторов черный силикагель	загрязнение радиаторов оребрение трубок, черный силикагель	отс.	-
д) бак и маслопроводы, течи масла	течи по сварным швам и уплотнениям	-	-	-	течи	течи по сварке, по пробкам донного слива	течь по уплотнениям
е) контрольно-измерительная аппаратура	-	поврежден. защитной оболочки контр. кабелей	-	нарушена круговая диаграмма РПН	поврежден. защитной оболочки и изол. контр. кабелей	-	-
2. Основные работы по ремонту трансформаторов							
а) устранение при							

<i>Дисп. № тр-ра зав.№ объект</i>	<i>T-230 №85179</i>	<i>T-220 №84158</i>	<i>T-240 №85132</i>	<i>T-401 №110698 Липтовска Мара</i>	<i>T-401 №111439 ПС «Лемешаны»</i>	<i>№114065 ПС «Списка Нова»</i>	<i>РОДЦ- 55000/400 ПС «Велке Капушаны»</i>
	<i>ТЭС «Вояны»</i>						
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
ревизии дефектов в активной части нагревы	-	-	-	+	+	не требовалось	-
ЧР	-	-	+	-	+	-	-
б) замена или ремонт высоковольтных вводов	+	+	+	+	+	+	-
в) сушка, промывка, регенерация изоляции	+	+	+	+	+	+	+
выделено конденсата, л	12	8.9 из них 2.4 воды	7 воды	7.5	8	5 воды	15.2 из них 1.8 воды
г) замена или регенерация масла	+	+	+	+	+	+	+
д) запрессовка обмоток	+	+	+	+	+	+	+
е) запрессовка магнитопровода	+	-	-	-	+	+	+
ж) замена выхлопных труб на предохранительн ые клапаны	-	+	+	-	+	не требовалось, предусм. констр.	-
з) установка гибкой оболочки	-	+	+	-	+		-





**Основные результаты работ НИЦ «ЗТЗ-Сервис» в Болгарии в 1993 г.**

Таблица 4

<i>Дисп. № тр-ра</i>	<i>4Т</i>	<i>Рез.</i>	<i>Рез.</i>	<i>АТ</i>
<i>Мощность, МВА</i>	250	250	250	200
<i>Напряжение, кВ</i>	220	220	220	220/110
<i>Электростанция</i>	<i>Марица – Изток – 3</i>		<i>Козлодуй</i>	<i>Варна</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
<b>1. Обнаруженные дефекты при обследовании силовых трансформаторов</b>				
1.1. Износные дефекты:				
а) увлажнение масла при нагреве до рабочей t C, г/т	48	40	30	22
в т.ч. своб. вода в баке	не обнаружена			/ - /
б) увлажнение твердой изоляции, не менее %	2,3	1,5	1,9	2,4
в) старение масла	критическое	сильное	слабое	сильное
кислотное число	0,06	0,03	0,01	0,09
поверхностное натяжение		33	38,5	27,4
цвет		4/4,5	-2 / -1,5	3,1
число омыления		0,14	0,05	0,22
$tg\delta_{90}, \%$	4	8,3	0,34	1,8
г) загрязнение масляных промежутков, $tg\delta_p > tg\delta_{np}$	0,9 > 0,75	0,65 > 0,4	1,3 > 0,29 увеличен в 1,6 раз при перемещении	1,1 > 0,8
д) загрязнение поверхности твердой изоляции	загрязнена	загрязнена	загрязнена	загрязнена
е) старение твердой изоляции (степень полимеризации)	допустимое	допустимое	допустимое	допустимое
ж) окисление и эрозия контактов	крепл. экрана ввода 220 кВ ф.В	не обнаружено	не обнаружено	не предполагается

<i>Дисп. № тр-ра</i>	<i>4Т</i>	<i>Рез.</i>	<i>Рез.</i>	<i>АТ</i>
<i>Мощность, МВА</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>200</i>
<i>Напряжение, кВ</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220/110</i>
<i>Электростанция</i>	<i>Марица – Изток – 3</i>		<i>Козлодуй</i>	<i>Варна</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
з) запрессовка обмоток (% от расчетной)	сильно ослаблена (15 – 24 %)	сильно ослаблена (7 – 17 %)	ослаблена	/ - /
и) запрессовка магнитопровода	крит. осла. бок. ярма	ослаблена	ослаблена	/ - /
1.2. Развивающиеся повреж-дения:				
а) частичные разряды (ЧР)	1. Крепление экрана 220 ф.В 2. Распределены по объему бака	трансформаторы не возбуждались	трансформаторы не возбуждались	1. Зоны ЕК и конц.из. 2. Распределены по объему бака
б) нагрев конструктивных элементов а/ч (к.з., контуры)	замыкание шипа ВН ф.С	замыкание шипа НН ф.С	не обнаружено	предполаг. замыкание шунтов на бак
в) нагрев токоведущих соединений (вводы, РПН)	не обнаружен	не обнаружен	не обнаружен	контакты РПН ф.А и В
г) деформация обмоток	не обнаружен	не обнаружен	не обнаружен	не обнаружен
1.3. Дефекты комплектующих и внешних элементов:				
а) вводы 220 и 110 кВ	ЧР	ЧР, загрязнение	ЧР, загрязнение	ЧР, загрязнение, увлажнение, нагрев
б) система «дыхания»	не гермет., нет масла в гидрозатворе	не гермет.	не гермет., в т.ч. узел 220 ф.В	не гермет., в т.ч. узел 220 ф.В и С
в) система защиты масла от повышения давления	не герметичность выхлопных труб			
г) система охлаждения: маслонасосы	износ подшипников	износ подшипников м/н № 1 – 7, течь масла №6	износ подшипников	износ подшипников неисправность м/н №1,5

<i>Дисп. № тр-ра</i>	<i>4Т</i>	<i>Рез.</i>	<i>Рез.</i>	<i>АТ</i>
<i>Мощность, МВА</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>200</i>
<i>Напряжение, кВ</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220/110</i>
<i>Электростанция</i>	<i>Марица – Изток – 3</i>		<i>Козлодуй</i>	<i>Варна</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
охладители	загрязнение оребрения трубок			
д) бак и маслопроводы, течи масла	вводы НН задвижки ДУ=100	плоские краны, фильтры	по резиновым уплотнениям	баки РПН ф.А и В, устан. ввод ВН ф.В и Н
е) контрольно-измерительная аппаратура	неисправн. манометр №2, 4, 5, 7, замаслен. кабелей	поврежд. метал. – рукав., замасл. кабелей	ржавчина кабельн. разводов	поврежден. металл. рукав, снижена из привода РПН ф.В
2. Основные работы по ремонту трансформаторов				
а) устранение при ревизии дефектов в активной части нагревы	изменение схемы заземления		-	
ЧР	+	-	-	
б) замена вводов 220 кВ	-	+	-	
в) сушка, промывка, регенерация изоляции	+(2 этапа)	+	+	
выделено конденсата, л	18.8	13.8	17.7	
г) замена или регенерация масла	замена	регенерация	-	
д) запрессовка обмоток	+	+	+	
е) запрессовка магнитопровода	+	+	+	
ж) замена выхлопных труб на предохранительные клапаны	+	+	+	
з) установка защиты «гибкая оболочка»	+	+	+	
и) замена плоских кранов на дисковые затворы	+	+	+	

<i>Дисп. № тр-ра</i>	<i>4Т</i>	<i>Рез.</i>	<i>Рез.</i>	<i>АТ</i>
<i>Мощность, МВА</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>250</i>	<i>200</i>
<i>Напряжение, кВ</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220</i>	<i>220/110</i>
<i>Электростанция</i>	<i>Марица – Изток – 3</i>		<i>Козлодуй</i>	<i>Варна</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
к) замена элементов твердой изоляции	+	-	-	
л) замена резиновых уплотнений, устранение течей масла	+	+	+	
м) разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации	+	+	+	

Таблица 5

Характеристика	Перед ремонтом	После ремонта
1. Интенсивность ЧР, пКл, на стороне ВН	От 1000 до 5000	меньше 20
2. То же на стороне Сн	От 1000 до 5000	меньше 20
3. Источники ЧР (см. рисунок)	1. Установка ввода ВН (сигнал превышает нулевой уровень на 30 дБ)	отсутствует
	2. Заземление активной части на бак (сигнал превышает нулевой уровень на 40 дБ)	отсутствует
	3. Входная зона обмотки ВН, стержень X (сигнал превышает нулевой уровень на 30 дБ)	отсутствует
	4. Зона концевой изоляции, стержень А (сигнал превышает нулевой уровень на 25 дБ)	отсутствует

**Сравнение характеристик масла и изоляции трансформатора Т - 402 ф.А ТЭС Почерады, полученных при выпуске с завода, перед и после ремонта, спустя 1 и 2 года после ремонта.**

Таблица 6

Main characteristics of oil and insulation							
	Technical data	Manufact. data 1969	Before repair 1990	After repair 1990	After 12 months 07.1991	After 24 months 07.1992	
Oil	U, kV	58	90	64	92	82	
	$tg\delta$ 90, %	1.8	1.0	0.1	0.03	0.01	
	$\rho_{90} \cdot 10^{12}$ , Ohm*cm		2.6	53	340	480	
	$E - n_D^2$		0.03	0.02	0.01	0.005	
	$\sigma$ , mN/m		44	57	56	57	
	NZ, mg KOH/g	< 0.03	0.03	0.003	0.008	0.01	
	Water, ppm	< 10	15	8	9		
Insulation	$R_{60}$	HV-E, MOhm	410	560	2640	9940	9520
		HV-LV, MOhm	780	430	1660	13500	13440
		LV-E, MOhm	410	1930	3500	18140	20260
	$tg\delta$	HV-E, %	0.4	0.39	0.35	0.24	0.21
		HV-LV, %	0.5	0.36	0.2	0.19	0.17
		LV-E, %	0.6	0.54	0.79	0.32	0.32

**Сравнение характеристик масла, изоляции и частичных разрядов трансформатора Т - 220  
ТЭС Вояны перед и после ремонта, спустя 12 дней и 4 месяца после ремонта.**

Таблица 7

Results of treatments						
	Technical data	Before repair	After repair	After 12 days in run	After 4 monaths 9.11.92	After
Oil	U, kV	65	73	72	83	
	$tg\delta$ 90, %	4.03	0.06	0.01	0.02	
	$\sigma$ , mN/m	45/33	56/45	56/46	54	
	Color (ASTM)	3...4	0.5	0.5	-	
	NZ, mg KOH/g	0.02	0.01	0.01	0.007	
	VZ, mg KOH/g	0.24	0.06	0.07		
	$\rho_{90} \cdot 10^{12}$ , Ohm*cm		116			
	Water, ppm	22	6			
Insulation 46 °C	R <sub>60</sub>	HV-E, MOhm	510	12470		
		HV-LV, MOhm	420	10750		
		LV-E, MOhm	230	3397		
	tg $\delta$	HV-E, %	0.7	0.39		
		HV-LV, %	0.5	0.30		
		LV-E, %	1.1	0.59		
Water in presboard %		0.6...1.4	0.2...0.5			
Partial discharge	El.level, pC	1500 – 5000	< 20			
	Ac.level, dB	30...40	0			

**Сравнение характеристик масла, изоляции и частичных разрядов трансформатора Т - 240  
ТЭС Вояны перед и после ремонта, спустя 7 дней и 3 месяца после ремонта**

Таблица 8

Results of treatments						
	Technical data	Before repair	After repair	After 7 days in run	After 3 monaths	After
Oil	U, kV	71	71	74	83	
	$tg\delta$ 90, %	3.2...7.2	0.06	0.05	0.19	
	$\sigma$ , mN/m	46	58	56/47	56	
	Color (ASTM)	3.0	0.5	0.5		
	NZ, mg KOH/g	0.04	0.02	0.01	0.007	
	VZ, mg KOH/g	0.23	0.13	0.1		
	$\rho_{90} \cdot 10^{12}$ , Ohm*cm	1.0	116	202	620	
	Water, ppm	21	9	6.0	13.0	
Insulation	$R_{60}$	HV-E, MOhm	417	2020		
		HV-LV, MOhm	200	1616		
		LV-E, MOhm	164	693		
	$tg\delta$	HV-E, %	1.8	0.38		
		HV-LV, %	0.78	0.30		
		LV-E, %	1.53	0.62		
Water in presboard %		1.4...3.1	0.7			
Partial discharge	El.level, pC	300...500	< 20			
	Ac.level, dB	30	0			