Библиотека электромонтера

В.И. Иевлев
и П.В. Скляров

Из опыта монтажа силовых трансформаторов напряжением 110-220 кв

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Выпуск 58

В. И. ПЕВЛЕВ и П. В. СКЛЯРОВ

ИЗ ОПЫТА МОНТАЖА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110—220 *кв*

П58717.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1961 ЛЕНИНГРАД

Редакционная коллегия:
Васильев А. А., Долгов А. Н., Каминский Е. А.,
Смирнов А. Д., Устинов П. И.

ЭЭ-3-3

Брошюра отражает опыт работы по монтажу трансформаторов напряжением 110—220 *кв*, накопленный специальным участком треста «Центроэлектросетьстрой» МСЭС.

В брошюре излагаются способы разгрузки, монтажа, сушки и транспортировки трансформаторов, поступающих с заводов-изготовителей на объекты монтажа в частично демонтированном виде, кроме того, приводится необходимое для монтажа технологическое и такелажное оборудование.

Брошюра рассчитана на электромонтеров и мастеров, занятых монтажом трансформаторов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3
1. Монтаж трансформаторов 110 — 220 *кв* в башне ТМХ, оснащенной мостовым краном 4
2. Монтаж трансформаторов 220 *кв* при отсутствии грузоподъемных устройств 25
3. Сушка трансформаторов 35
4. Техника безопасности 39
5. Приложения: 1. Спецификация оборудования, приспособлений, аппаратуры и основных материалов для ведения монтажа трансформаторов 40
2. Техническая документация, сдаваемая после монтажа трансформаторов 41
6. Литература 41

6П2.13 *Иевлев Валентин Иванович* и *Скляров Петр Васильевич*
И-30 Из опыта монтажа силовых трансформаторов напряжением 110—220 *кв*. М.—Л., Госэнергоиздат, 1961.
40 с. с черт. (Б-ка электромонтера. Вып. 58.)

6П2.13

Редактор *В. А. Озерский* Техн. редактор *Н. И. Борунов*

Сдано в набор 16/VIII 1961 г. Подписано к печати 12/X 1961 г.
Т-11386 Бумага 84×108¹/₃₂ 2,05 печ. л. Уч.-изд. л. 2,2
Тираж 18 000 экз. Цена 8 коп Зак. 518

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

ВВЕДЕНИЕ

Монтаж мощных силовых трансформаторов на подстанциях напряжением 110—220 *кв* является весьма ответственной и трудоемкой работой. Производство монтажа связано с большим объемом такелажных работ с крупногабаритным и тяжеловесным оборудованием.

Вес отдельных деталей и узлов трансформаторов измеряется в тоннах и десятках тонн, а вес трансформатора в сборе превышает 100 *т*. Для выполнения работ применяется разнообразное такелажное оборудование и грузоподъемные средства (краны, лебедки, тали, домкраты и проч.).

Кроме того, при монтаже трансформаторов применяется большое количество специального технологического оборудования, необходимого для обработки трансформаторного масла, сушки и прогрева выемной части трансформатора (центрифуги, фильтр-прессы, вакуум-насосы, тепловоздуходувки и проч.).

Монтажный персонал наряду со знанием технологии монтажа, разгрузки и транспортировки должен хорошо знать эксплуатацию и ремонт применяемого при монтаже технологического и такелажного оборудования.

В связи с этим выполнение работ по монтажу трансформаторов поручается специализированным организациям, которые располагают квалифицированными кадрами и оснащены для этого необходимым оборудованием.

В брошюре описана технология монтажа трансформаторов напряжением 220 *кв*, которые отличаются от трансформаторов 110 *кв* как в конструктивном отношении, так и по классу изоляции.

По трансформаторам 110 *кв* приведена лишь последовательность производства монтажных операций, так как технология монтажа таких трансформаторов почти ничем не отличается от технологии монтажа трансформаторов 220 *кв*, за исключением величин вакуума при заливке трансформатора маслом и при сушке выемной части.

Процесс монтажа трансформаторов изложен исходя из двух положений: при наличии на объекте монтажа грузоподъемных сооружений в виде башни трансформаторно-масляного хозяйства (ТМХ), оснащенной мостовым краном грузоподъемностью 200 *Т*, и при отсутствии на объекте монтажа грузоподъемных устройств. Технология монтажа изложена для ведения работ в зимних условиях, при отрицательных температурах окружающего воздуха. Разгрузка трансформаторов — при помощи домкратов, блоковых полиспастов, тракторов или лебедок на открытом воздухе.

Ведение работ при таких условиях представляет наибольший интерес для широкого круга монтажников.

1. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110—220 *кв* В БАШНЕ ТМХ, ОСНАЩЕННОЙ МОСТОВЫМ КРАНОМ

На одной из подстанций ЛЭП-500 *кв* Куйбышев — Москва было смонтировано несколько групп однофазных понижающих трансформаторов напряжением 220/115/11 *кв*. Каждая группа имеет агрегат для регулирования напряжения под нагрузкой. Агрегат регулирования напряжения состоит из вольтопоследовательного трансформатора и автотрансформатора.

На строительную площадку подстанции трансформаторы напряжением 220 *кв* прибывали демонтированные, без масла, а агрегаты регулирования напряжения — демонтированные, заполненные маслом.

Все трансформаторы и агрегаты регулирования напряжения при необходимости проходили сушку или контрольный прогрев в собственных баках с обогревом методом индукционных потерь в стали бака в башне ТМХ (трансформаторно-масляное хозяйство), там же производилась и сборка трансформаторов.

Полностью собранные трансформаторы транспортировались к месту установки по рельсовым путям подстанции на собственных тележках, при помощи тракторов или электролебедок.

Основные технические данные и веса трансформатора: трансформатор понижающий однофазный трехобмоточный типа ОДТГА-80000/220; номинальное напряжение обмоток $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} /$ 11 *кв*; номинальная мощность 80/80/40 *Мва*; охлаждение трансформатора естественное масляное при помощи радиаторов, обдуваемых вентиляторами; полный вес трансформатора 131 *т*, в том числе вес выемной части 49 *т*, бака с арматурой 36,9 *т*, масла 45,1 *т*, отправочный вес 66,5 *т*.

Трансформаторы прибывали на железнодорожных транспортерах и разгружались или в башне ТМХ при помощи мостового электрического крана грузоподъемностью 200/30 *т*, или на шпальные клетки за пределами ТМХ при помощи домкратов и электролебедок.

Комплектность поставки трансформатора и его деталей проверялась по демонтажным ведомостям завода-изготовителя.

Детали трансформаторов: тележки, радиаторы, расширители, вводы высокого напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и низкого напряжения (НН), трансформаторы тока, термосифонные фильтры и прочее оборудование разгружалось в башне ТМХ при помощи мостового крана, а также за пределами башни при помощи автокрана грузоподъемностью 5 *Т*.

БЕСКРАНОВАЯ РАЗГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРА 220 *кв* С ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ТРАНСПОРТЕРОВ

Трансформаторы весом 70 *т* прибывали на площадку строительства на железнодорожных транспортерах грузоподъемностью 100 *Т* (рис. 1).

Порядок операций при разгрузке. На открытом складе оборудования, около железнодорожных подъездных путей, была спланирована площадка размером 20 × ×40 *м*. В центре площадки на расстоянии 20—25 *м* от железнодорожных путей, закладывали анкер (мертвяк) для крепления блока полиспаста. В качестве анкера использовали две шпалы и отрезок рельса, все это

скреплялось стропом ∅ 32 *мм* и закапывалось в яму размером 2,8×2,0×0,8 *м*, конец стропа выпускался на поверхность земли и за него увязывался блок полиспаста.

На расстоянии 1,0—1,5 *м* от железнодорожного пути выкладывалась шпальная клетка размером 8×6 *м*, высотой 0,8—1,0 *м* (в зависимости от высоты транспортера). Как правило, высота клетки должна быть на 50—100 *мм* выше платформы транспортера. Транспортер

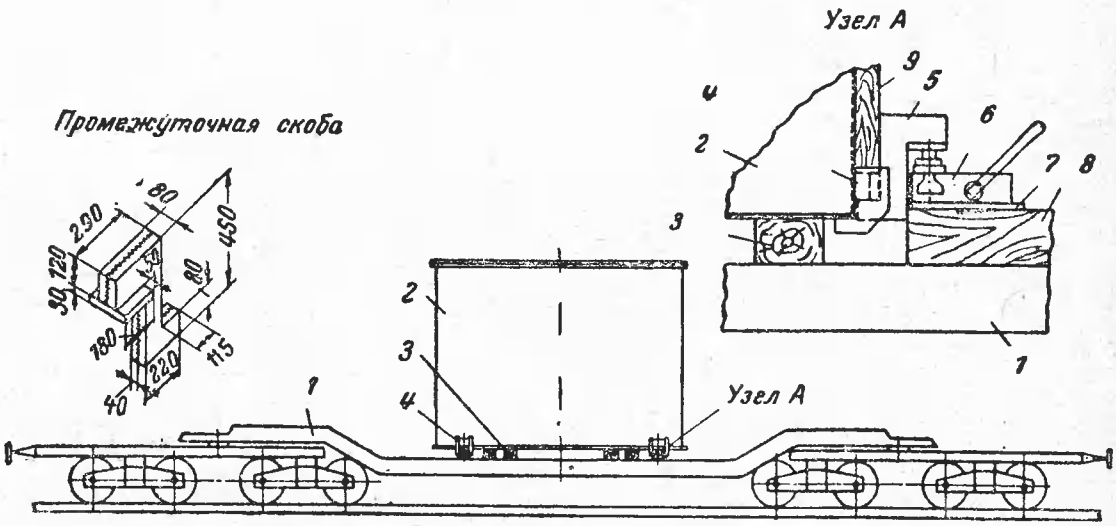


Рис. 1. Схема установки трансформатора ОДТГА-80000/220 на транспортере.

1—транспортер; *2*—трансформатор; *3*—опорные брусья; *4*—скобы под домкраты; *5*—промежуточная скоба; *6*—домкрат гидравлический 50 *т*; *7*—стальная плита 400 × 300 × 10; *8*—железнодорожная шпала; *9*—брус деревянный.

с трансформатором устанавливался против шпальной клетки (рис. 2).

Во избежание крена транспортера во время разгрузки под наружные балки его выкладывали клетки из шпал. Промежуток между шпальной клеткой и транспортером заполнялся шпалами.

На платформе транспортера устанавливались домкраты для подъема трансформатора. Следует при этом отметить, что подъемные скобы, приваренные к баку, не позволяли установить гидравлические домкраты из-за недостаточности расстояния между полом платформы и упором этих скоб, а потому пришлось надевать на последние специально изготовленные промежуточные скобы, под которые устанавливались домкраты (см. рис. 1, узел *А*).

Далее при помощи двух домкратов сначала поднималась одна сторона трансформатора на необходимую высоту, из-под дна бака убирались транспортировочные

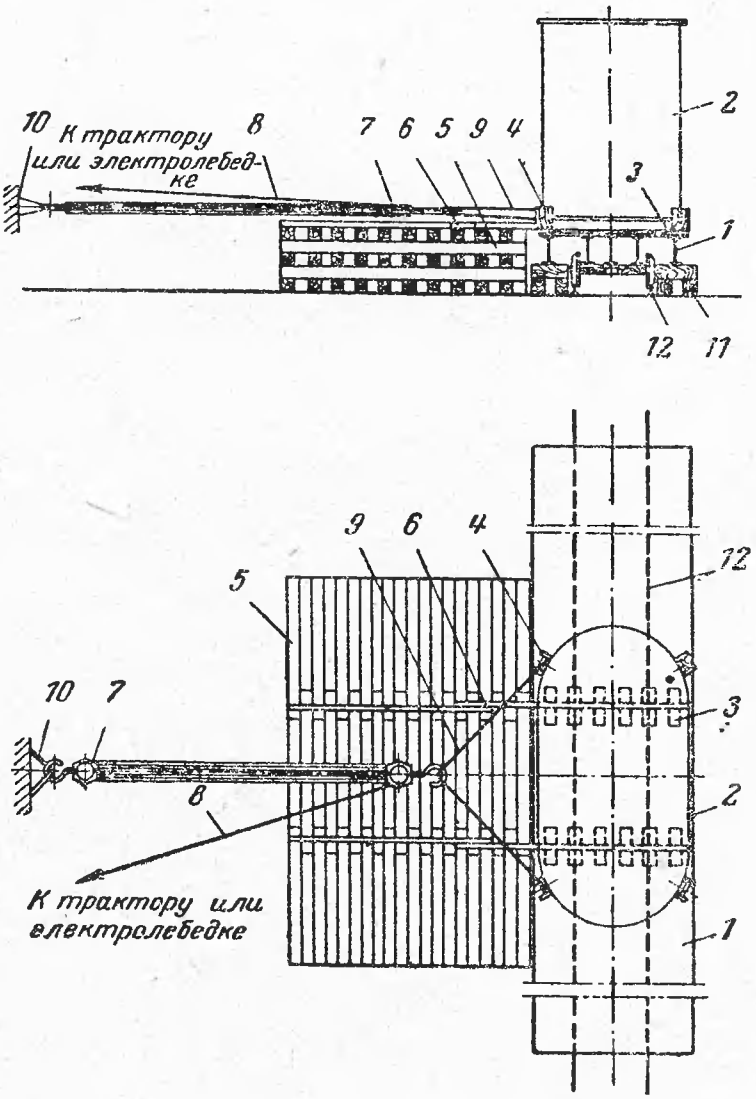


Рис. 2. Схема разгрузки трансформатора ОДТГА-80000/220 с транспортера.

1—транспортер; *2*—трансформатор; *3*—отрезки досок; *4*—скоба под домкраты; *5*—шпальная клетка; *6*—железнодорожные рельсы; *7*—блок трехрольный; *8*—стальной трос ⌀ 21 *мм*; *9*—строп ⌀ 32 *мм*; *10*—анкер (мертвяк); *11*—железнодорожные шпалы; *12*—железнодорожный путь.

опорные брусья, на их место закладывались отрезки досок длиной 0,4—0,5 *м*, поверх которых укладывался отрезок железнодорожного рельса длиной 4—5 *м*, смазанный тавотом, а затем трансформатор опускался на

подведенный рельс. Таким же порядком поднималась и другая его сторона с подводом под нее такого же отрезка рельса.

После того как трансформатор был установлен на подведенные под него рельсы, на шпальную клетку укладывалось еще два рельсовых отрезка, смазанных тавотом (рис. 2).

Для перемещения трансформатора на шпальную клетку был заряжен шестиниточный полиспаст из двухтрехрольных блоков грузоподъемностью 10 *Т* тросом ∅ 21 *мм*. Рабочая (ходовая) нитка полиспаста шла к электролебедке или к трактору С-80. Тяговый крюк полиспаста закреплялся за строп ∅ 32 *мм*, увязанный за подъемные скобы, и при помощи электролебедки или трактора трансформатор стаскивался с транспортера на шпальную клетку.

Для транспортировки трансформатора от места разгрузки в башню к месту монтажа использовалась тележка, поставляемая заводом вместе с трансформатором.

Порядок операций при погрузке трансформатора на тележку. Тележка трансформатора устанавливалась на рельсовый путь против шпальной клетки, на которой стоял трансформатор. Промежуток между шпальной клеткой и тележкой, как и ранее при разгрузке, заполнялся выкладкой из шпал до высоты шпальной клетки. На тележку укладывались доски и шпалы с таким расчетом, чтобы уложенные на них и шпальную клетку рельсы находились бы на одном уровне с рельсами, лежащими под трансформатором на клетке.

Во избежание крена тележки во время погрузки на нее трансформатора под поперечные ее балки была подведена шпальная выкладка.

Против центра тележки, на расстоянии 20—25 *м* от рельсового пути, закладывали анкер для крепления тягового полиспаста. Далее, при помощи гидравлических домкратов трансформатор поднимался и под его дно подводилось еще два рельсовых отрезка, смазанных тавотом, которые, опираясь на шпальную клетку, полностью перекрывали ширину тележки (рис. 3).

Затем трансформатор стропили за подъемные скобы и при помощи электролебедки или трактора через шестиниточный полиспаст стягивали на тележку. Поочередно приподнимая домкратами каждую сторону трансфор-

матора из-под его дна удаляли рельсы, шпалы, доски Домкраты устанавливались на шпалы, уложенные на рельсовых путях по обе стороны тележки.

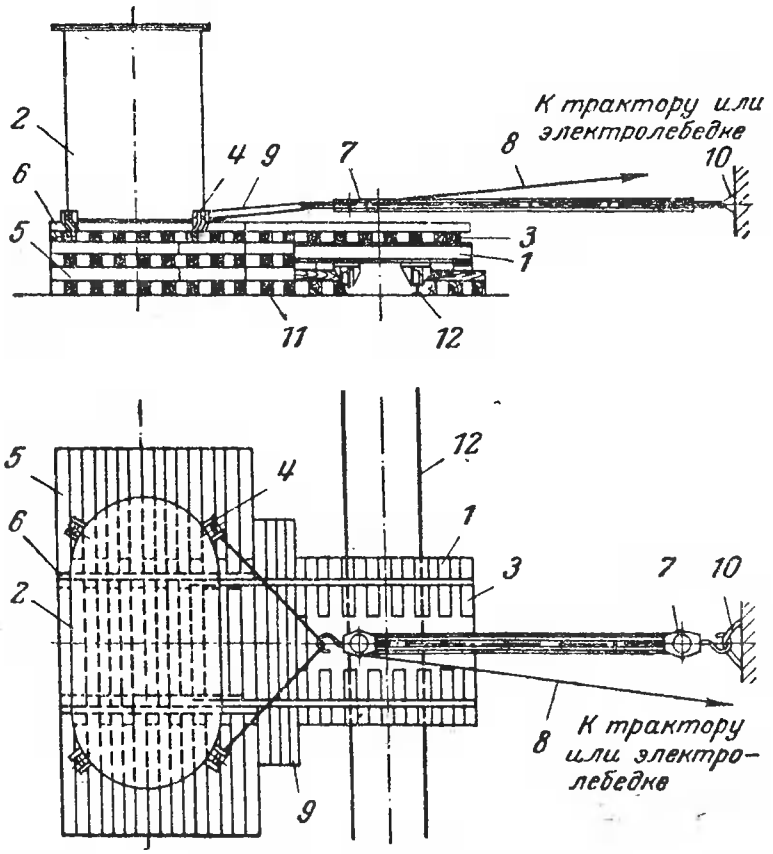


Рис. 3. Схема погрузки трансформатора ОДТГА-80000/220 на тележку.

1—тележка; *2*—трансформатор; *3*—отрезки железнодорожных шпал; *4*—скоба под домкраты; *5*—шпальная клетка; *6*—железнодорожные рельсы; *7*—блок трехрольный; *8*—стальной трос ⌀ 21 *мм*; *9*—строп ⌀ 32 *мм*; *10*—анкер (мертвяк); *11*—железнодорожные шпалы; *12*—железнодорожный путь.

Дно бака трансформатора при помощи специальных квадратных бобышек скреплялось с тележкой. Шпальные клетки разбирались, оснастка убиралась, и трансформатор был готов к транспортировке. Транспортировка трансформаторов к месту монтажа в башню ТМХ производилась при помощи трактора С-80 через полиспаст.

РАБОТА В БАШНЕ ТМХ

Радиаторы раскладывались рядами на ребро, после чего их промывали сухим трансформаторным маслом, нагретым до температуры 50—60° С, и испытывали дав-

лением масла, равным 0,5 *ати* при помощи центрифуги или фильтр-пресса.

Расширитель и термосифонные фильтры также промывались горячим трансформаторным маслом и испытывались на отсутствие течи путем промазывания сварных швов меловым раствором.

Вводы ВН и СН устанавливались в вертикальное положение на специальные металлические подставки, после чего утеплялись асбестовым полотном и при помощи двух тепловоздуходувок прогревались до температуры 15—20° С. Из прогретых вводов отбирались пробы масла для сокращенного химического анализа и определения электрической прочности его. При недостаточном количестве масла во вводах (определялось по маслоуказателю) их доливали сухим трансформаторным маслом, имеющим электрическую прочность 50 *кв*. Подготовленные таким образом вводы испытывались — замерялся тангенс угла диэлектрических потерь.

Трансформаторы тока, устанавливаемые на вводы СН и нуля, прибывали в специальных адапторах (переходных фланцах), заполненных маслом. Их также прогревали при помощи тепловоздуходувок до температуры 15—20° С, после чего масло из них сливали и производили электрические испытания; после испытаний адапторы снова заливали сухим трансформаторным маслом и в таком состоянии они хранились до установки на трансформатор. Трансформаторное масло было подготовлено до начала монтажа в количестве 50 *т*, кроме того, был подготовлен бак емкостью 50 *т* для слива масла на период ревизии выемной части и проложен маслопровод от маслобаков к месту монтажа трансформатора в башне.

Сушка трансформаторного масла производилась центрифугой производительностью 5 000 *л/ч*.

ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВКЛЮЧЕНИЯ ЕГО В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЗ СУШКИ

Доставленный в башню ТМХ трансформатор подготавливался к проверке его состояния для определения возможности включения его в эксплуатацию без сушки в соответствии с действующей в настоящее время

инструкцией МЭП, МЭС, МСЭС СССР от 31/XII 1954 г. по оценке влажности изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию и условия включения их без сушки.

Бак трансформатора утеплялся асбестовым полотном в два слоя, раздельно боковая поверхность и крышка; это делалось для возможности снятия крышки во время подъема выемной части трансформатора для ее ревизии без снятия утепления с боковых поверхностей бака (рис. 4). Поверх асбестового полотна, наложен-

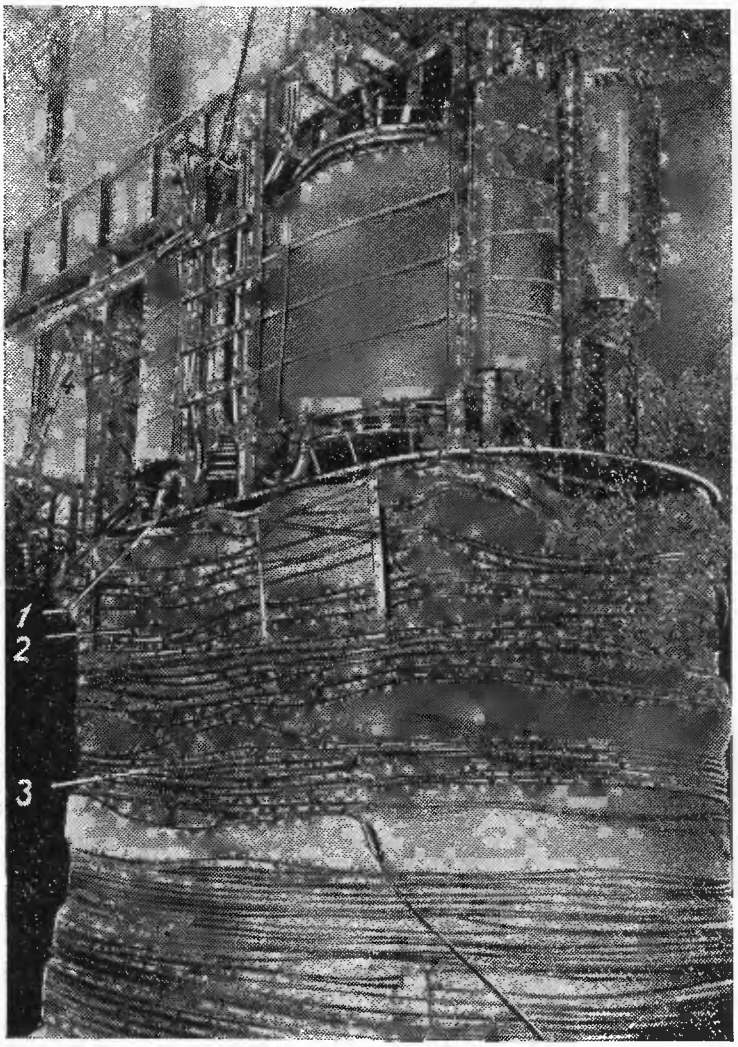


Рис 4 Бак трансформатора, утепленный асбестовым полотном с намотанной намагничивающей обмоткой.

1—бак; *2*—асбест-полотно; *3*—намагничивающая обмотка; *4*—выемная часть трансформатора (сердечник).

ного на боковую поверхность бака, закреплялись асбестоцементные рейки с пазами, по которым наматывалась намагничивающая обмотка изолированным проводом марки АПР-500 сечением 120 *мм*² с общим числом витков 60. Обмотка выполнялась трехфазной, соединенной в звезду. Одна из фаз включалась встречно по отношению к двум другим фазам. При таком соединении обмоток суммарный магнитный поток имел максимальное значение.

Величина тока в фазах при напряжении 380 *в* составляла от 300 до 320 *а*.

Расчет мощности, числа витков и тока намагничивающей обмотки производился по формулам, приведенным в инструкции по эксплуатации трансформаторов, Госэнергоиздат, 1955 г., стр. 36—37. Под дно бака устанавливались электрические печи из расчета 2,5—3 *квт*/*м*² площади дна. Всего было установлено шесть групп, мощность каждой группы при напряжении 380 *в* составляла 6 *квт*. Указанный порядок работ, т. е. утепление и прогрев трансформатора при помощи индукционной обмотки, был принят как наиболее рациональный, дающий значительную экономию времени, затрачиваемого на монтаж трансформатора в зимних условиях, при отрицательных температурах окружающего воздуха. Экономия времени достигается за счет следующих обстоятельств: согласно инструкции от 31/XII 1954 г. трансформатор должен быть прогрет для отбора проб масла, для электрических испытаний, а также для ревизии выемной части его с последующими электрическими испытаниями.

Для производства указанных испытаний и измерений трансформатор может быть прогрет при помощи электрических печей донного обогрева. В случае неудовлетворительных результатов испытаний требуется произвести дополнительный прогрев трансформатора до температуры 60—70° С (высшая температура, указываемая в протоколах заводских испытаний), а иногда требуется произвести сушку выемной части без масла; в этих случаях обогрев трансформатора может быть обеспечен только наличием индукционной обмотки.

Принципиальная схема прогрева трансформатора приведена на рис. 5.

Включением намагничивающей обмотки и электропе-

чей трансформатор прогревался в течение 8—10 *ч*, до температуры 20—25° С (при температуре окружающего воздуха —10° С); при этой температуре отбиралась проба остатков масла со дна бака для определения электрической прочности его и наличия в нем влаги. Температура масла определялась ртутным термометром, опущенным в струю масла при взятии пробы.

В результате испытаний пробы остатков масла со дна бака было установлено отсутствие в масле следов

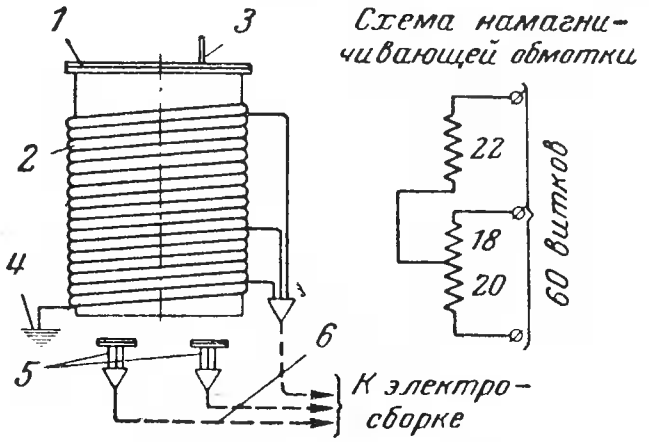


Рис. 5. Принципиальная схема прогрева трансформатора, утепленного асбестовым полотном.

1—бак трансформатора; *2*—намагничивающая обмотка; *3*—термометр; *4*—заземление; *5*—электрические печи; *6*—питающие кабели.

воды, при этом электрическая прочность масла составляла 44,5 *кв*, tg δ 0,3%. После отбора пробы масла производилась проверка герметичности бака путем создания в нем избыточного давления подкачкой в бак через нижний кран сухого трансформаторного масла с электрической прочностью 50 *кв*. Подкачка масла производилась при помощи центрифуги. Для контроля за величиной давления на крышке бака был установлен манометр.

После создания в баке давления в 0,25 *ати* оно не снижалось в течение 3 *ч*, это дало возможность установить, что герметичность бака со времени отправки трансформатора с завода не нарушилась.

Этот факт был оформлен соответствующим актом, в котором приняли участие представители монтажной и эксплуатирующей организаций.

После проверки герметичности трансформатор сразу не шел в монтаж (был перерыв несколько дней), поэтому из бака было спущено избыточное давление и бак залили сухим трансформаторным маслом электрической прочностью 50 *кв* до уровня, на 300 *мм* выше верхнего ярма магнитопровода.

По истечении 8 *ч* после заливки трансформатора была взята проба масла со дна бака через нижний кран, его электрическая прочность составляла 50 *кв*, а tg δ 0,4% при 20° С. Перед ревизией выемной части включением намагничивающей обмотки и электропечей трансформатор был прогрет до температуры верхних слоев масла порядка 22—23° С. Контроль температуры производился при помощи ртутного термометра, установленного в металлическом футляре на крышке бака. По окончании прогрева была снята заглушка с места установки на крышке бака ввода СН и из-под люка был извлечен транспортный воздухоосушитель с силикагелем, внутри которого находился патрон (мешочек) с индикаторным силикагелем.

Сравнивая цвет силикагеля в воздухоосушителе с индикаторным, было установлено, что цвет его в обоих случаях имел голубую окраску, что указывало на отсутствие увлажнения его (в соответствии с заводской инструкцией).

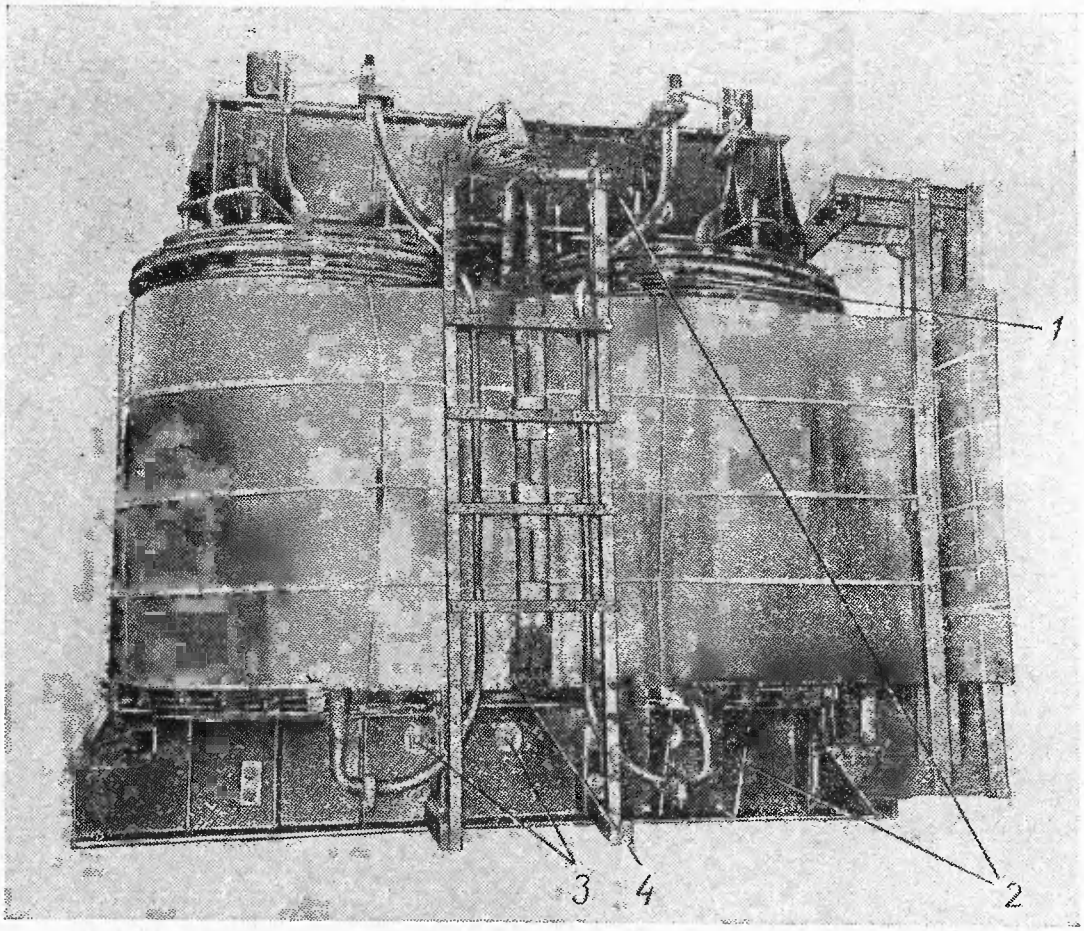
Перед разболчиванием крышки из трансформатора при помощи электромаслонасоса начали слив масла в чистый бак. Крышка снималась мостовым краном и устанавливалась на выкладку из шпал на высоту около 1 *м*. Это необходимо для производства электрических испытаний трансформаторов тока ввода ВН, которые установлены под крышкой.

Вокруг бака трансформатора были установлены инвентарные подмости. Когда уровень масла в баке стал ниже верхнего ярма, застропили выемную часть для подъема ее. Чтобы избежать возможного заклинивания при подъеме и опускании в бак выемной части, последняя должна быть подвешена на стропах строго горизонтально. Эта операция называется центровкой выемной части. После центровки выемная часть извлекалась из бака и устанавливалась на шпалы для осмотра — ревизии и электрических испытаний (рис. 6), при этом относительная влажность воздуха, замеренная

135—2

психрометром, составляла 62%, а температура, замеренная на выемной части трансформатора, превышала температуру окружающего воздуха в башне на 12° С.

Превышение температуры выемной части над температурой окружающей среды необходимо в целях избе-



Выемная часть (сердечник) трансформатора ОДТГА-80000/220
1 — обмотка; *2* — консоли магнитопровода; *3* — стяжные шпильки магнитопровода; *4* — отводы ВН.

жания увлажнения обмоток и железа магнитопровода. Из теории сушки изоляционных материалов известно, что влага всегда стремится от более нагретых частей к более холодным, следовательно, при температуре выемной части трансформатора ниже температуры окружающего воздуха происходило бы ее увлажнение.

Осмотр — ревизия необходима для устранения мелких повреждений и ослабленных креплений отдельных

деталей выемной части, которые могли произойти во время транспортировки трансформатора от завода до места монтажа.

При осмотре — ревизии производилась подпрессовка обмоток путем затяжки нажимных винтов домкратов, установленных в верхних ярмовых балках. Винты упираются в стальное кольцо, лежащее поверх опорной изоляции обмоток. Затягивая винты, смещают вниз кольцо и таким образом устраняется ослабление осевого крепления дистанционных прокладок.

На запрессовку обмоток обращается особое внимание, так как ослабление обмоток ведет к снижению их устойчивости, к механическим усилиям в результате электродинамического действия тока в обмотках, особенно при коротких замыканиях во вторичной цепи трансформатора.

Проверялись все болтовые крепления выемной части, замеченные ослабления устранялись подтяжкой гаек. Проверялась целость всех деревянных креплений отводов и исправность переключателя. Во время ревизии были произведены следующие электрические замеры: сопротивления изоляции обмоток трансформатора на корпус и между собой, а также изоляции всех доступных прессующих шпилек на магнитопроводе. Часть шпилек имела низкую изоляцию. Низкая изоляция шпилек чаще всего была из-за наличия грязи между шайбой или гайкой; для ее устранения отворачивали гайку, снимали шайбы, протирали и ставили на место. В некоторых случаях вытаскивали стяжную шпильку, протирали и ставили на место.

Сняв заземления, проверяли сопротивление изоляции верхних и нижних консолей магнитопровода, после чего заземление было поставлено на место.

Проверялось сопротивление обмоток постоянному току и замерялся коэффициент трансформации.

Во время осмотра выемной части закончился слив всего масла. Бак тщательно очищался от всех осадков и промывался струей чистого сухого масла; остатки масла удалялись через донное отвертие.

По окончании ревизии, поднятую над баком выемную часть промыли сухим чистым маслом и опустили в бак. Во время промывки масло из бака спускалось через

донную пробку. До заливки трансформатора маслом произвели следующие измерения:

а) сопротивление изоляции обмоток $R_{60''} : R_{15''}$ при пятнадцати- и шестидесятисекундной продолжительности замера мегомметром 2500 *в*. Замер произвели при незаземленных свободных обмотках;

б) величину тангенса угла диэлектрических потерь и емкости между каждой обмоткой и корпусом при заземленных свободных обмотках;

в) пробивное напряжение и тангенс угла диэлектрических потерь и химический анализ масла до заливки им трансформатора.

По окончании замеров на бак установили крышку и заболтили ее.

В баке трансформатора путем подключения к его крышке вакуум-насоса создавали вакумм в 15 *см. рт. ст.*, после чего проверяли уплотнения в местах разъема. Далее, ступенями по 5 *см рт. ст.* через каждые 15 *мин* доводили вакуум до 60 *см рт. ст.* При таком вакууме выдерживали трансформатор в течение 5 *ч*, это необходимо для удаления пузырьков воздуха из обмоток и магнитопровода выемной части трансформатора.

117851

Регулирование величины вакуума производилось путем подсоса воздуха через кран, находящийся в схеме вакуумного устройства (рис. 15).

Поддерживая указанный вакуум, в бак через кран на крышке производили заливку дегазированного масла при помощи центрифуги. Температура заливаемого масла поддерживалась 20—25° С путем регулирования электропечами, установленными на центрифуге. Электрическая прочность масла составляла 48—50 *кв*. Заливка производилась в течение 12—16 *ч* до уровня, на 300—400 *мм* выше верхнего ярма магнитопровода.

По окончании заливки маслом трансформатор выдерживался под вакуумом 60 *см рт. ст.* в течение 10—12 *ч*, после чего вакуум снимался (отключением вакуум-насоса), со дна бака через нижний кран отбиралась проба масла на сокращенный химический анализ. На крышке бака установили вводы ВН, СН, НН и нуль с присоединением к отводам соответствующих обмоток.

Вводы ВН, СН и нуль крепились к крышке через адапторы (промежуточные фланцы), в которых находились предварительно заложенные трансформаторы тока.

На вводы ВН, СН и нуль перед установкой закрепили прессбаковые цилиндры (экраны), которые перед установкой на вводы прошли сушку. Сушка экранов производилась прогревом их при помощи тепловоздуходувок до температуры 105° С в течение 24 *ч*. По окончании установки вводов крышку трансформатора утеплили асбестовым полотном, уложенным в два слоя; инвентарные леса, установленные вокруг бака, были демонтированы. Включением намагничивающей обмотки и электропечей трансформатор был прогрет до низшей из температур изоляции, указанной в протоколе заводских измерений. При этой температуре перед измерением трансформатор был выдержан 6 *ч*. При нагреве трансформатора температура изоляции принималась равной средней температуре обмотки ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току.

Результаты измерений сопротивления изоляции, $\operatorname{tg}\delta$ и емкости обмоток трансформатора, произведенные на монтаже и на заводе, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Измеряемые величины	Заводские измерения при 53° С			Измерения во время монтажа при $t = 56°$ С		
	относительно корпуса		между обмотками	относительно корпуса		между обмотками
	ВН	НН	ВН—НН	ВН	НН	ВН—НН
$R_{60''}$, *Мом*	420	950	1 300	350	800	1 320
$R_{15''}$, *Мом*	250	550	700	220	450	900
$R_{60''}/R_{15''}$	1,68	1,73	1,86	1,59	1,77	1,47
$\operatorname{tg}\delta$, %	1,5	1,1	—	1,6	1,2	—
C, *ммкф*	8 000	11 200	—	7 800	10 800	—

Результаты испытаний трансформаторного масла, произведенные во время монтажа, приведены в табл. 2.

Из табл. 1 определены коэффициенты — отношение величин сопротивления изоляции и $\operatorname{tg}\delta$, измеренных на монтаже и на заводе (табл. 3).

Таблица 2

Пробы масла	Электрическая прочность, *кв*	Следы воды	tgδ при 20° С, %
Остатки со дна бака	44,5	Отсутствуют	0,3
Через 8 *ч* после заливки бака	50,0	Отсутствуют	0,4

Результаты, указанные в табл. 3, показывают, что измеренная после нагрева величина сопротивления изоляции R_{60}'' составляет более 70%, а tg δ менее 130% от величин, измеренных на заводе, при близких значениях температур и при условии, что tg δ масла одного и того же порядка.

Таблица 3

Коэффициенты	ВН	НН	ВН—НН
$K = \frac{R_{60'' \text{ измер}}}{R_{60'' \text{ зав}}} 100\ \%$	83	84	100
$K = \frac{\text{tg}\,\delta_{\text{измер}}}{\text{tg}\,\delta_{\text{зав}}} 100\ \%$	107	109	—

Рассмотрев комплекс всех результатов испытаний и условий, в которых находился трансформатор до монтажа, в соответствии с инструкцией от 31/XII 1954 г. раздел IV п. а; б; в; г; д, установили, что он может быть включен в эксплуатацию без сушки.

При монтаже были случаи, когда трансформатор прибывал на площадку герметичным, масло, отобранное со дна бака и после заливки бака, имело пробивное напряжение более 45 *кв* при отсутствии в нем следов воды. Однако измеренная после нагрева до заводской температуры (низшая точка) величина сопротивления изоляции $R_{60''}$ составляла менее 70%, а tg δ более 130% от величин, замеренных на заводе, при той же температуре, причем tg δ масла составлял 0,4%.

В этом случае трансформатор прогревался до высшей из температур (70°) изоляции, указанной в завод-

ском протоколе с выдержкой при этой температуре 6 *ч*. После этого измерялись сопротивление изоляции (с определением $R_{60''}:R_{15''}$), tg δ, величина $C_{гор}$: $C_{хол}$ и определялось пробивное напряжение пробы масла. После контрольного нагрева сопротивление изоляции $R_{60''}$ составляло 75%, а значение tg δ — 130% от величин, замеренных на заводе. При этом пробивное напряжение масла составляло 90% значения его до нагрева, а tg δ его соответствовал заводскому значению при температуре 70° С.

Приведенные выше данные соответствуют условиям включения трансформатора без сушки.

В некоторых случаях в результате нарушения герметичности бака или других причин происходило сильное увлажнение изоляции обмоток; в этом случае выемная часть подвергалась сушке в собственном баке без масла с обогревом при помощи индукционной обмотки и электропечей. Вопрос сушки более подробно будет рассмотрен в третьем разделе.

ОКОНЧАТЕЛЬНАЯ СБОРКА

После производства электрических замеров при их положительном значении снималась намагничивающая обмотка и утепляющее асбестовое полотно, из-под дна бака убирались электропечи, производилась окончательная сборка трансформатора в соответствии с монтажно-размерными эскизом, поставляемым заводом-изготовителем. При помощи мостового электрокрана навешивались радиаторы и термосифонные фильтры, устанавливался расширитель, его соединительная труба с газовым реле, предохранительная труба, приборы контроля температуры, привод переключателя. Одновременно с монтажом производилась доливка трансформатора через расширитель при открытом кране на крышке дегазированным маслом при помощи центрифуги.

Радиаторы заполнялись маслом через нижние краны с выпуском (вытеснением) из них воздуха наружу через открытую верхнюю пробку при закрытых верхних радиаторных кранах.

Остатки воздуха из адапторов, вводов из-под люков и фланцев на крышке вытеснялись маслом через специально установленные для этой цели спускные пробки. После заполнения трансформатора маслом он испыты-

вался давлением на герметичность его уплотнений. Для этого на крышке устанавливалась трубка высотой на 0,6 *м* выше расширителя с воронкой. Трансформатор находился под избыточным давлением столба масла в течение 3 *ч*, при этом в уплотнениях течи не наблюдалось и в течение этого времени уровень масла в воронке не понизился, поэтому считали трансформатор герметичным.

После проверки герметичности уплотнений в расширителе устанавливался уровень масла немного выше черты (отметки), которая соответствует температуре масла в трансформаторе.

На расширителе должны быть нанесены три контрольные черты, соответствующие температуре масла в трансформаторе: —35+15+35° С. При отсутствии указанных отметок уровень масла в расширителе в зависимости от его диаметра (*d*) ориентировочно определяется следующим соотношением: отметке —35° соответствует черта, сделанная на торце расширителя на высоте, соответствующей 0,1—0,2 его диаметра (*d*); +15° соответствует 0,45 (*d*); +35° соответствует 0,55 (*d*).

Затем монтировались вентиляторы охлаждения, включая прокладку электропроводки и опробования их работы.

Полностью собранный трансформатор проходил электрические испытания: проверка коэффициента трансформации, измерение сопротивления изоляции обмоток, проверка группы соединения, измерение сопротивления обмоток постоянному току, замер потерь холостого хода при малом возбуждении, отбор пробы масла на сокращенный химический анализ.

После проведения электрических испытаний и при их удовлетворительных результатах трансформатор транспортировался на собственной тележке при помощи электролебедки 5 *Т* или трактора через шестиниточный полиспаст на подстанцию 220 *кв* к месту его установки.

Скорость передвижения трансформатора по рельсовым путям подстанции составляла 0,7 *км/ч*.

УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРА НА ФУНДАМЕНТ

Для того чтобы трансформатор накатить на фундамент, необходимо было изменить направление катков его тележки. Это производилось, как и ранее, путем пооче-

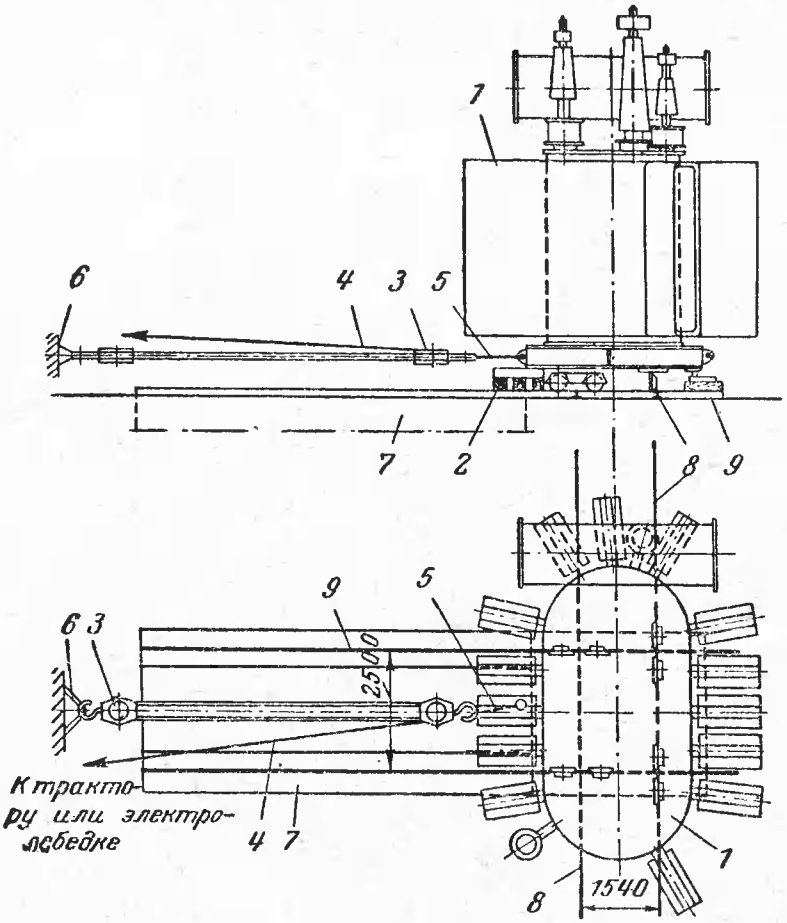


Рис. 7. Схема установки на фундамент трансформатора ОДТГА-80000/220.

1—трансформатор в собранном виде; *2*—отрезки железнодорожных шпал; *3*—блок трехрольный; *4*—стальной трос ∅ 21 *мм*; *5*—строп ∅ 32 *мм*; *6*—анкер (мертвяк); *7*—фундамент трансформатора; *8*—железнодорожный путь подстанции; *9*—рельсовый путь фундамента.

редного подъема трансформатора домкратами на необходимую высоту.

Перемещение трансформатора с железнодорожной крестовины на фундамент осуществлялось также при помощи полиспаста (рис. 7), закрепляемого к стропу анкера, заложенного на расстоянии 15—20 *м* от крестовины. В качестве тягового механизма для накатки трансформатора на фундамент был использован трактор. Согласно требованиям ПТЭ установленный трансформатор должен иметь необходимый уклон со стороны расширителя, который в нашем случае был создан путем

подкладки под катки стальной полосы толщиной 30 *мм*, создавшей подъем трансформатора примерно на угол в 1°.

Высота подкладок под трансформатор в зависимости от расположения расширителя и расстояние между центрами катков тележек (кареток) определяется по формуле

$$H = h \cdot K$$

где H — высота подкладки;
h — расстояние между центрами катков тележки (каретки);
K — коэффициент, зависящий от расположения расширителя на трансформаторе.

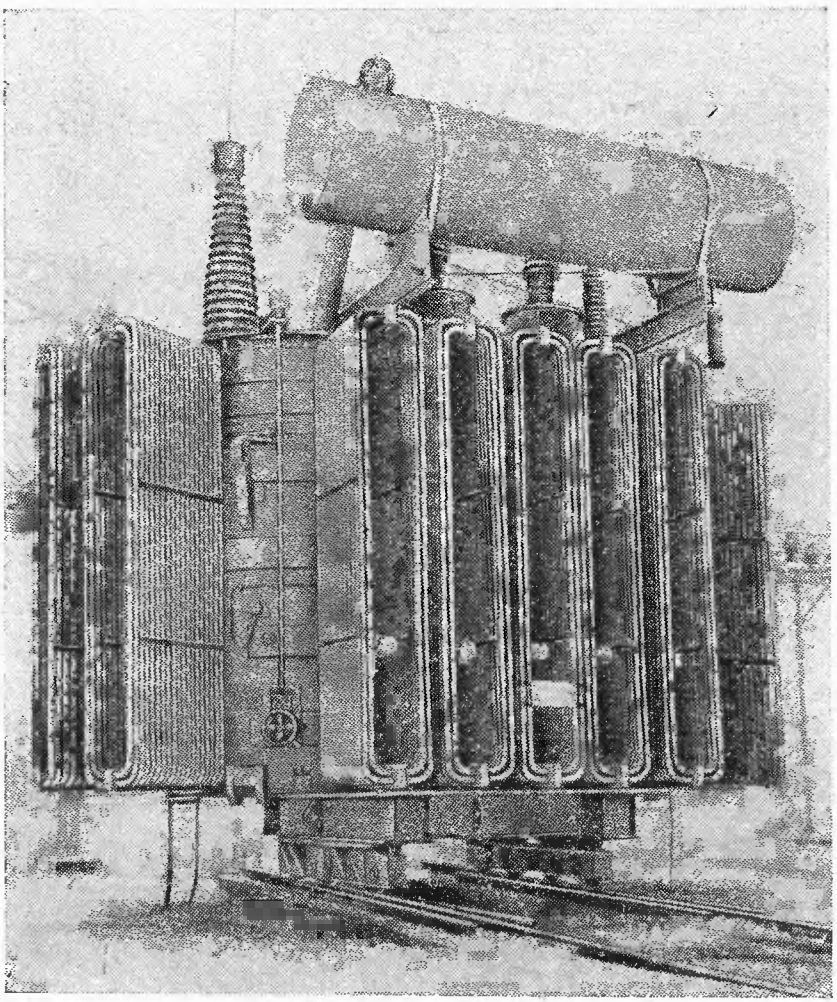


Рис 8. Трансформатор ОДТГА-80000/220 в собранном виде.

При расположении расширителя на узкой стороне трансформатора $K=1{,}0\%$; при расположении расширителя на широкой стороне трансформатора $K=1{,}135\%$. В обоих случаях высота подкладки должна быть не менее 10 *мм*.

Для нашего случая $h=2{,}5$ *м*; $H=2{,}5\cdot 1{,}135=28{,}5$ *мм*.

Общий вид трансформатора в сборе приведен на рис. 8.

РЕГУЛИРОВОЧНЫЙ АГРЕГАТ

Агрегат для регулирования напряжения группы однофазных трансформаторов 220 *кв* под нагрузкой состоял из вольтопоследовательного трансформатора типа ВПТДГ — 270000/110 и регулировочного автотрансформатора типа АВРТДГ — 270000/10.

Разгрузка и монтаж (сборка) этих трансформаторов производились в башне ТМХ при помощи мостового крана грузоподъемностью 200/30 *т* обычным порядком, в соответствии с инструкцией от 31/XII 1954 г. и инструкцией № П5-322 завода-изготовителя. Технология монтажа и подготовка к включению в работу таких трансформаторов имеет много общего с монтажом трансформаторов 220 *кв*. Здесь приводится лишь последовательность работ по монтажу вольтопоследовательного трансформатора, имеющего класс изоляции 110 *кв*.

Технические данные трансформатора: проходная мощность 270 000 *ква*, напряжение обмоток 110/10 *кв*, полный вес 88,3 *т*, вес выемной части 40,0 *т*, бака с арматурой 22,5 *т*, отправочный вес 68,9 *т*.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ

1. Установка трансформатора на тележку.
2. Утепление бака асбестовым полотном, намотка намагничивающей обмотки, установка электропечей под днище.
3. Прогрев трансформатора при помощи намагничивающей обмотки и электропечей до температуры 20—25° С.
4. Отбор пробы масла со дна бака.
5. Проверка герметичности трансформатора при помощи давления столба масла высотою 1,5 *м* от крышки в течение 3 *ч*.

6. Слив масла, снятие крышки, подъем выемной части с установкой ее на шпальную выкладку, осмотр и протирка бака.

Ревизия и электрические испытания выемной части. Опускание ее в бак, установка крышки с забалчиванием. Подсоединение вакуум-насоса. Создание в баке вакуума величиной 35 *см рт. ст.* Заливка маслом при указанном вакууме до уровня выше верхнего ярма магнитопровода. По окончании заливки выдержка под вакуумом в течение 2 *ч.* Снятие вакуума и установка предварительно испытанных вводов ВН и НН, расширителя, газового реле, выхлопной трубы. Доливка дегазированным маслом через расширитель до отметки +35° С на маслоуказателе расширителя.

7. Прогрев трансформатора включением намагничивающей обмотки и электропечей до низшей из температур, указанных в протоколе заводских испытаний. Замер сопротивления изоляции обмоток и тангенса угла диэлектрических потерь. Сравнение результатов измерений с заводскими данными.

8. Монтаж радиаторов и термосифонных фильтров (предварительно испытанных и промытых). При удовлетворительных результатах измерений намагничивающая обмотка, утепление и электропечи убирались.

9. Испытание трансформатора на герметичность столбом масла высотой 1,5 *м* выше уровня крышки в течение 3 *ч.*

10. Электрические испытания трансформатора.

11. Перевозка трансформатора из башни ТМХ к фундаменту и установка его на фундаменте.

12. Заземление трансформатора. Электрические испытания. Ошиновка со стороны ВН и НН, присоединение контрольно-измерительных кабелей.

2. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ 220 *кв* ПРИ ОТСУТСТВИИ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ УСТРОЙСТВ

В настоящем разделе рассматривается монтаж трехфазных трансформаторов напряжением 220 *кв* на электрических подстанциях, где отсутствуют грузоподъемные устройства, подъездные железнодорожные пути и стационарное масляное хозяйство.

Краткие технические данные и особенности конструкции.

Трансформатор понижающий, трехфазный, трехобмоточный типа АТДТГ-90000/220. Номинальное напряжение обмоток ВН, СН и НН соответственно 220/110/11 *кв*. Номинальная мощность 90 *Мва*. Охлаждение трансформатора естественно-масляное при помощи радиаторов, обдуваемых вентиляторами.

Полный вес трансформатора 200 *т*, в том числе выемной части 75 *т*, брак с арматурой 60 *т*, масла 65 *т*, отправочный вес 95 *т*.

Вводы ВН установлены на баке под углом к крышке. Фазы А и С имеют наклон 32°, фаза В имеет 39°. Наклон создается при помощи специальных карманов, на которых устанавливаются и адаптеры (переходные фланцы) с трансформаторами тока для дифференциальной защиты трансформатора.

В адаптерах повышенной конструкции на угольниках крепятся бакелитовые цилиндры, через которые проходят вводы со встроенными трансформаторами тока. Вывод нуля осуществляется через ввод 35 *кв*.

Бак трансформатора имеет нижний разъем, снабженный специальными нажимными домкратными винтами

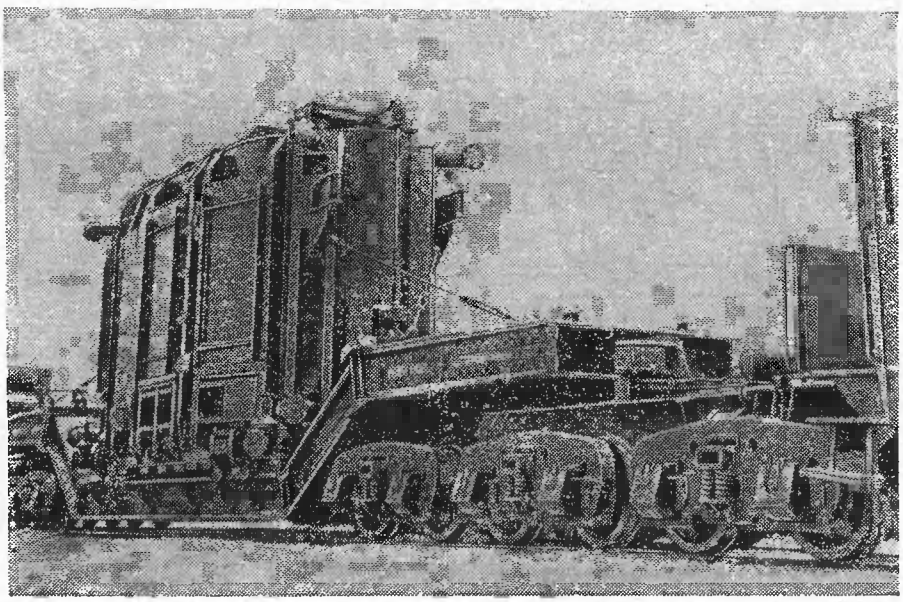


Рис. 9. Трансформатор АТДТГ-90000/220 на железнодорожном транспортере.

для выравнивания борта бака в разъеме. Наличие нижнего разъема бака имеет целью снизить стоимость грузоподъемных устройств за счет облегчения их конструкции и освободить от подъема выемной части трансформатора для осмотра и ревизии.

Для передвижения трансформатора по рельсовым путям подстанции предусмотрены четыре балансирных каретки с направляющими, входящими в специальные пазы. Транспортировка трансформатора с завода производится на специальном транспортере грузоподъемностью 150—200 *Т* (рис. 9).

РАЗГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРА

До прибытия трансформатора для разгрузки его была выбрана площадка, на которой выкладывались две раздельные шпальные клетки (рис. 10) с целью создания бо́льших удобств по установке трансформатора на сани для перевозки его на подстанцию.

Высота клеток 0,8 *м*, расстояние клеток от головки железнодорожных рельс 2,0 *м*; такое расстояние необходимо для беспрепятственного прохода подвижного железнодорожного транспорта (согласно ПТЭ МПС).

Прибывший транспортер с трансформатором устанавливался против шпальных клеток.

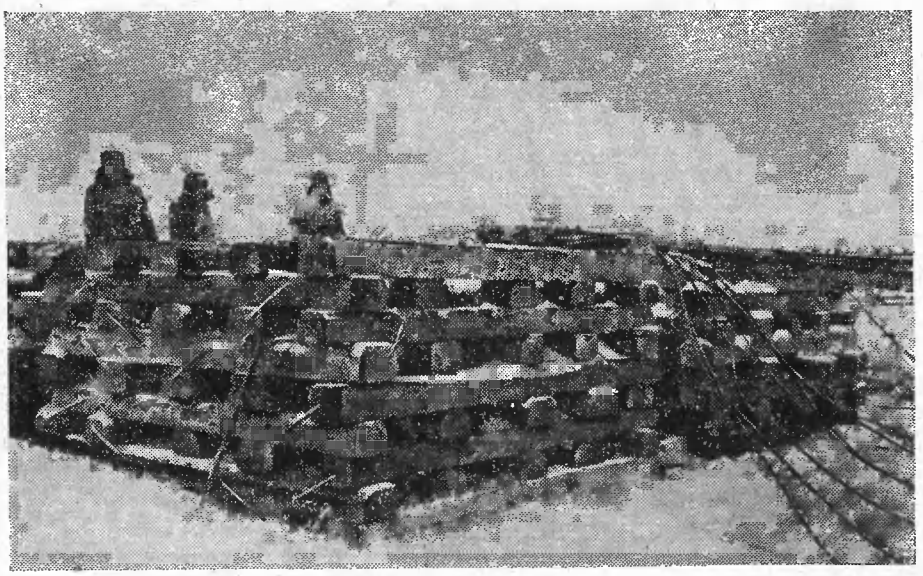


Рис 10 Шпальные клетки для разгрузки трансформатора АТДТГ-90000/220

Проем между транспортером и шпальными клетками закладывался шпалами. При помощи двух гидравлических домкратов 50 *Т* поднималась поочередно каждая из сторон трансформатора, из-под его днища убирались транспортные опорные брусья, а на их место по всей ширине транспортера и шпальной клетки закладывались железнодорожные рельсы, предварительно смазанные тавотом.

Во избежание крена транспортера во время разгрузки под его продольные балки были подложены шпалы.

Для предотвращения сдвига трансформатора в сторону к днищу бака временно были приварены П-образные скобы, охватывающие головки рельсов.

Разгрузка трансформатора производилась при помощи трактора через шестиниточный полиспаст из двухтрехрольных блоков грузоподъемностью 10 *Т*. В качестве анкера использовался бульдозер С-80.

После освобождения транспортера концы рельсов срезались автогеном, проем между шпальной выкладкой и транспортером освобождался от шпал.

Для дальнейшей транспортировки трансформатора до подстанции были изготовлены сани, состоящие из четырех деревянных окованных сталью полозьев размером 8 000×300×300 *мм*.

У шпальных клеток, на которых был установлен трансформатор, выкладывался настил из досок длиной 6,0 *м*. На ширине 3 *м*, поперек досок были уложены катки из труб ∅ 150 *мм*, длиной 1 200 *мм* с толщиной стенки 10 *мм*, поверх этих труб укладывались полозья саней (рис. 11). Под каждую пару полозьев укладывалось 10 катков с расстоянием между катками 250 *мм*.

После установки саней трансформатор при помощи гидравлических домкратов 50 *Т* поднимался (поочередно каждая из сторон), шпалы из клеток постепенно убирались до тех пор, пока трансформатор не оказался на уровне саней. При таком положении под трансформатор с заходом на сани были уложены два железнодорожных рельса, смазанные тавотом. При помощи трактора через шестиниточный блоковый полиспаст трансформатор установили на сани. В качестве анкера использовался также бульдозер С-80.

На санях трансформатор снова был поднят при помощи гидравлических домкратов, при этом железнодо-

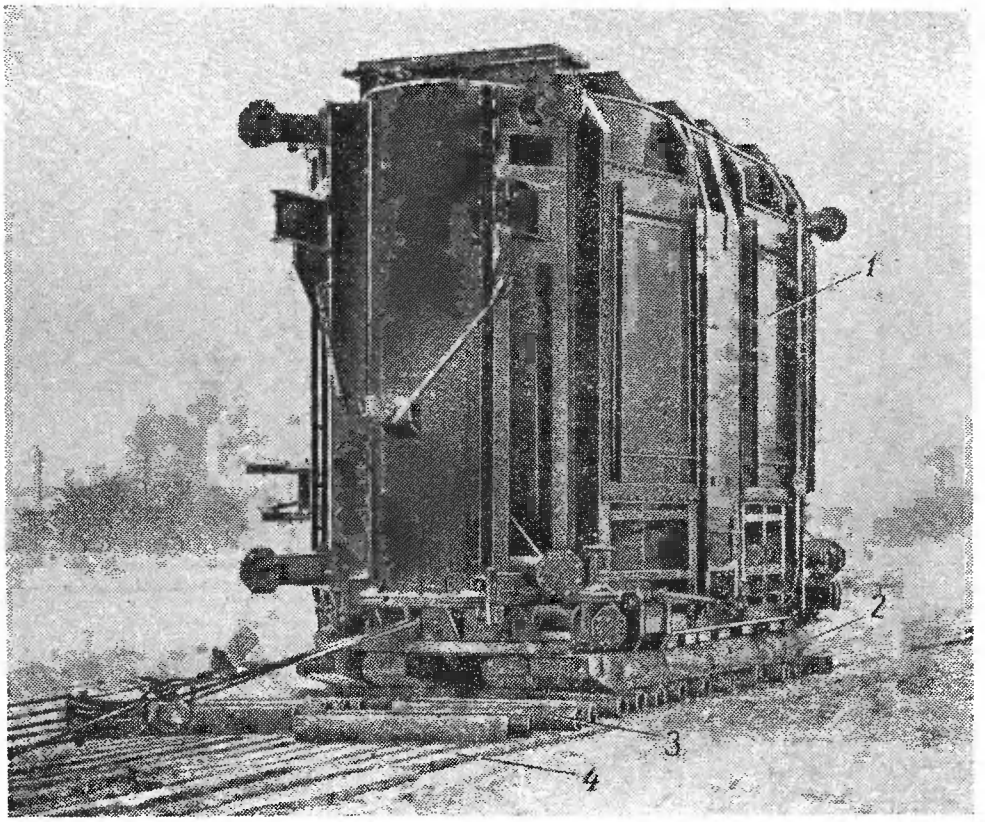


Рис. 11. Трансформатор АТДТГ-90000/220, установленный на сани для транспортировки.

1—трансформатор; *2*—деревянные сани; *3*—металлические трубы; *4*—настил из досок.

рожные рельсы были удалены. От места разгрузки до подстанции трансформатор перевозили на санях указанной выше конструкции по настилу из досок с подкладкой металлических катков. Трасса следования была предварительно спланирована бульдозером.

Транспортировка производилась трактором С-80 через шестиниточный полиспаст из двух- трехрольных блоков. Анкером служил бульдозер (рис. 12). Длина тросов полиспаста составляла 50 *м*. Время передвижения трансформатора на расстояние 0,8 *км*, включая подготовку трассы, составило 14 *ч* (две рабочих смены).

На подстанции сани с трансформатором останавливались против фундамента, где он должен устанавливаться.

Трансформатор затем домкратами поднимался, и под его днище на сани укладывались рельсы, смазанные

тавотом. Далее трансформатор центрировался относительно рельсов на фундаменте так, чтобы катки кареток совпадали с рельсами на фундаменте.

После центровки трансформатор снова поднимался домкратами для удаления из-под него саней, а вместо саней под его днище укладывались шпалы. Одновременно с этим под днище трансформатора подводились и каретки с катками. В качестве тягового механизма для

Рис. 12. Транспортировка трансформатора АТДТГ-90000/220 на деревянных санях по каткам при помощи тракторов.

перемещения трансформатора на фундамент был использован трактор с применением блокового полиспаста.

Детали трансформатора доставлялись на подстанцию автомашинами, разгружались автокраном и раскладывались вблизи фундамента, как показано на рис. 13.

Подготовка деталей к монтажу производилась в непосредственной близости к трансформатору.

Вводы ВН и СН были установлены в вертикальное положение на специальные металлические стулья, утеплялись асбестовым полотном и прогревались тепловоздуходувками до температуры 10÷15° С. При этой температуре из них отбирали пробы масла и производили измерения тангенса угла диэлектрических потерь. Радиаторы, фильтры и расширитель промывались горячим

маслом, а затем испытывались давлением масла на отсутствие течи в них.

Бак трансформатора утеплялся асбестовым полотном в два слоя, поверх которого наматывалась намагничивающая обмотка проводом АПР-500 сечением 120 *мм*^{2} и общим числом витков 60. Обмотка соединялась в звезду, средняя фаза включалась встречно по отношению двух других, число витков в фазах составляло 18, 20, 22 витка, ток в фазах составлял от 200 до 250 *А* при напряжении 380 *в*.

Под дно бака были установлены шесть электрических печей, каждая мощностью 9 *квт*. Электропечи состояли из трех спиралей нихрома ∅ 1,2 *мм*, соединенных в звезду.

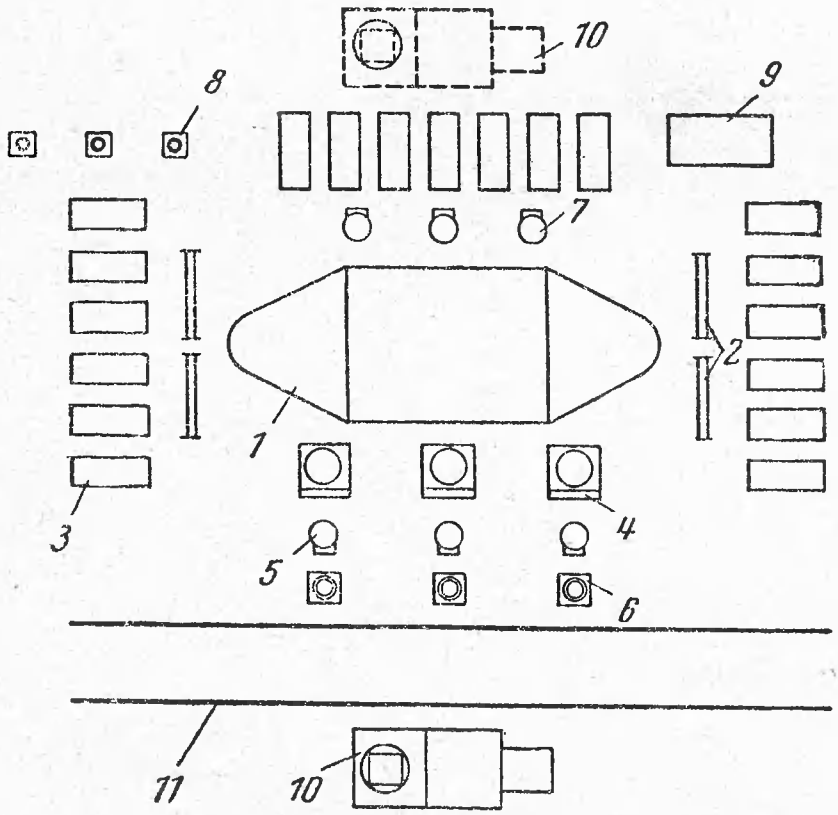


Рис. 13. Схема размещения оборудования при монтаже трансформатора АТДТГ-90000/220, установленного на фундаменте.

1—трансформатор; *2*—коллекторы системы охлаждения; *3*—радиаторы; *4*—карманы вводов ВН; 5—адапторы с трансформаторами тока вводов ВН; *6*—вводы ВН; *7*—адапторы с трансформаторами тока вводов СН; *8*—вводы СН; *9*—расширители; *10*—автокран 5 *т*; *11*—рельсовый путь подстанции.

Принципиальная схема прогрева трансформатора аналогична схеме, приведенной на рис. 5.

Включением электропечей донного подогрева трансформатор был прогрет в течение 48 *ч* до температуры 40—45° С. После прогрева со дна бака отбиралась проба остатков масла на определение его электрической прочности и отсутствия в нем влаги.

На крышке бака устанавливали манометр и в баке создавалось избыточное давление в 0,25 *ати* путем подкачки центрифугой через нижний кран сухого трансформаторного масла. В течение 3 *ч* выдержки давление внутри бака не изменилось. Следовательно, герметичность бака за время его транспортировки с завода на объект монтажа не нарушилась.

После проверки герметичности уплотнений была проведена подготовка к ревизии трансформатора. По согласованию с представителем завода-изготовителя ревизия выемной части трансформатора производилась без подъема сердечника и без подъема кожуха (колпака) через отверстия для карманов; трансформатор был накрыт брезентовой палаткой.

Во время ревизии были произведены: подпрессовка обмоток, проверены меггером 2 500 *в* изоляция доступных втяжных шпилек магнитопровода, а также изоляция верхних и нижних консолей магнитопровода при снятом заземлении их. Одновременно было проверено и заземление нажимных колец для прессовки обмоток. Проверена целость всех деревянных креплений отводов обмоток, установлены коробки переключателей с мальтийской шестерней, которые были соединены штангами с переключателем, находящимся внутри бака трансформатора, а также карманы с трансформаторами тока и пресс-баковыми цилиндрами, вводы ВН и СН, адаптеры с вводами нуля и НН. На баке установили задвижки коллекторов, на которых смонтированы радиаторы.

Произвели замеры: сопротивления изоляции обмоток, сопротивления обмоток постоянному току, проверили коэффициент трансформации для всех ступеней напряжения.

После замеров в баке был создан вакуум 65 *см рт. ст.* и под таким вакуумом трансформатор выдержали 6 *ч*, затем, не снижая вакуум, в бак начали заливать

сухое дегазированное масло при помощи центрифуги. Температура масла при этом была +35° С, а пробивное напряжение его 55 *кв*.

После заливки маслом трансформатор вакуумировался 10 *ч*; в это время была отобрана проба масла и были включены электропечи и намагничивающая обмотка. В соответствии с инструкцией от 31/XII 1954 г. трансформатор прогревался до температур, при которых производились замеры значения изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь на заводе.

Контроль за температурой нагрева осуществлялся по температуре верхних и нижних слоев масла, измеренной при помощи термометрических сигнализаторов, капилляры которых были опущены в масло на необходимую глубину.

Трансформатор был прогрет до температуры обмоток, равной 30° С; при этой температуре трансформатор выдерживался в течение 6 *ч*, после чего производились измерения.

Значение сопротивления изоляции обмоток $R_{60''}$, составляло около 70% заводских данных;

значения тангенса угла обмоток — около 130%.

Величина пробивного напряжения масла 50,2 *кв*.

После этого трансформатор был прогрет в течение 48 *ч* до температуры 70° (высшая точка заводских измерений); при этой температуре трансформатор был выдержан 6 *ч*, после чего снова повторили измерения. Они дали следующие результаты: сопротивление изоляции обмоток $R_{60''}$, 75% заводских значений, значение тангенса угла обмоток — 125%, величина пробивного напряжения масла 53,6 *кв*.

На основании рассмотрения полученных результатов измерений установили, что трансформатор может быть включен в эксплуатацию без сушки.

Во время прогрева трансформатора были смонтированы коллекторы и повешены на них радиаторы, установлен расширитель и смонтировано газовое реле.

Трансформатор был долит сухим трансформаторным маслом через расширитель. После окончания монтажа трансформатор был испытан на герметичность давлением столба масла высотой 1,5 *м* от крышки.

Полностью собранный трансформатор был заземлен, после чего провели следующие измерения: сопротивления изоляции обмоток $R_{60''}$, значение тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивление обмоток постоянному току, значение коэффициента трансформации и тока холостого хода. Определена группа соединения трансформатора.

После указанных измерений трансформатор был подготовлен для включения под напряжение.

Временные сооружения, механизмы и приспособления, используемые при монтаже трансформатора непосредственно на фундаменте:

1) тепляк (будка) — размер 4 000×3 000×2 000 — металлический каркас с заполнением из асбестоцементных плит с засыпкой шлаком, оборудованный электропечами мощностью 12 *квт* и тепловоздуходувкой, использовался для сушки и хранения пресс-баковых цилиндров, бакелитовых экранов, деревянных штанг, шпилек и проч.;

2) автокран грузоподъемностью 5 *Т*, марки К-51 с длиной стрелы 11 *м*;

3) электролебедка грузоподъемностью 5 *Т*, трос ∅ 19 *мм* — 150 *м*; два блока трехрольных и два однорольных грузоподъемностью 10 *Т*; два гидравлических домкрата грузоподъемностью 50 *Т* и два реечных 5 *Т*, шесть строп диаметром от 17 до 32 *мм*.

МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Ввиду отсутствия на подстанции стационарного масляного хозяйства трансформаторное масло хранилось и обрабатывалось в двух баках емкостью по 40 $м^3$ каждый, временно установленных на металлических балках. Сушка масла производилась при помощи центрифуги производительностью 6 000 *л/ч* с применением фильтр-пресса и вакуума в промежуточном бачке.

Маслобаки между собой, центрифугой, установленной под навесом, и трансформатором были соединены временными маслопроводами из труб ∅ 2″. Контроль за пробивным напряжением обрабатываемого масла осуществлялся непосредственно на рабочем месте при помощи маслопробойного аппарата типа АМИ-60.

3. СУШКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы, которые не удовлетворяли требованиям инструкции от 31/XII 1954 г. по оценке влажности изоляции, подвергали сушке.

Сушка производилась в собственном баке с обогревом методом индукционных потерь в стали бака с применением вакуума; этот способ является наиболее рациональным в условиях монтажного объекта.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Перед сушкой бак трансформатора 220 *кв* испытывался на герметичность созданием в нем вакуума величиной 60 *см рт. ст.*, а для трансформатора 110 *кв* соответственно 35 *см рт. ст.* Указанный вакуум поддерживался в течение 1 *ч*; за это время были проверены все уплотнения бака, при необходимости производилась подтяжка болтов или замена уплотняющих прокладок в местах установки заглушек, кранов и пр.

До намотки намагничивающей обмотки бак снаружи насухо протирался и утеплялся сухим и чистым асбестовым полотном. Намагничивающая обмотка наматывалась на боковой поверхности бака по рейкам из изоляционного огнестойкого материала асбоцемента по всей высоте бака с промежутками между витками 30—40 *мм*. Расстояние между обмоткой и стенкой бака составляло 20—30 *мм*. Обмотка наматывалась целым проводом. Соединение проводов, а также отпайки выполнялись специальными болтовыми плашечными зажимами или опрессованием. Перед включением намагничивающей обмотки замерялось сопротивление изоляции ее относительно бака трансформатора мегомметром. Сопротивление изоляции обмотки составляло около 0,6—0,7 *Мом*. Бак трансформатора во время сушки был надежно заземлен.

Для дополнительного нагрева под дно трансформатора устанавливались электропечи или воздуходувки, снабженные искрогасителями. Расстояние от дна до электропечей 500—600 *мм*. Спирали электропечей укладывались под всей площадью дна трансформатора на огнестойком материале.

Перед началом сушки масло из трансформатора сливалось, остатки сливались через донную пробку.

Изнутри бак протирался насухо. Для возможности слива (без срыва вакуума) масла, выделяемого во время сушки, в отверстие донной пробки ввертывалась труба с маслоотстойником. На время сушки бак имел уклон в сторону донной пробки.

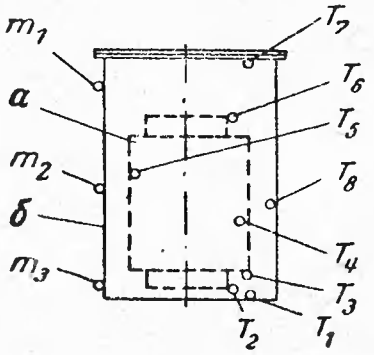


Рис. 14. Схема закладки термопар и ртутных термометров во время сушки трансформатора.

а — выемная часть (сердечник); *б* — бак; *Т* — термопары; *m* — ртутные термометры.

Для замеров температуры во время сушки внутри бака закладывались термопары в следующих точках (рис. 14): *1* — дно бака; *2* — низ магнитопровода; *3* — низ обмотки; *4* — середина обмотки; *5* — верх обмотки; *6* — верх магнитопровода; *7* — между крышкой трансформатора и выемной частью; *8* — на внутрибаковой изоляции.

Снаружи температура бака замерялась ртутными термометрами, установленными под асбестовым полотном в трех точках: верх, середина и низ бака.

Концы от обмоток были выведены на крышку трансформатора через временно установленные специальные

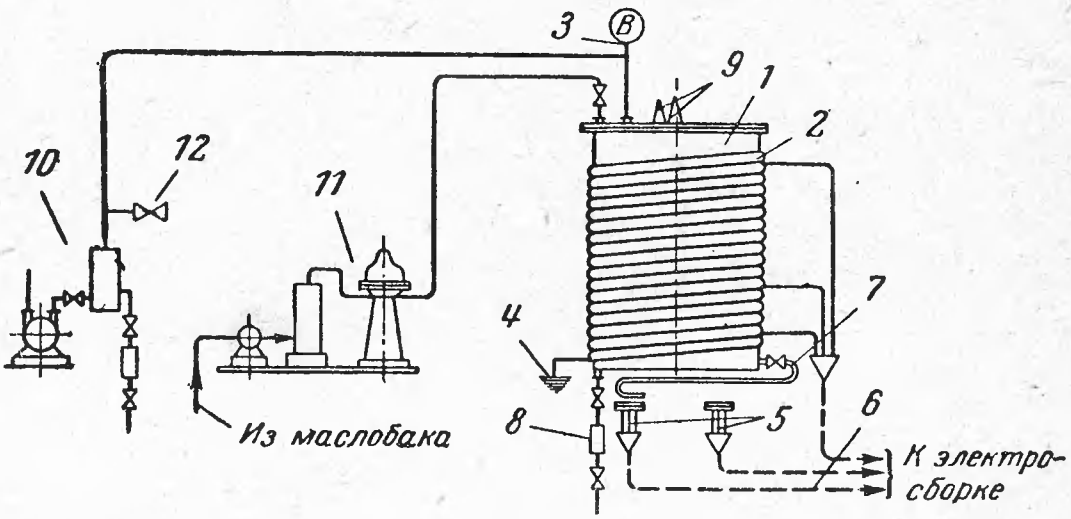


Рис. 15. Принципиальная схема сушки трансформатора.

1 — бак трансформатора, утепленный асбестовым полотном; *2* — намагничивающая обмотка; *3* — вакуумметр; *4* — заземление бака; *5* — электрические печи; *6* — питающие кабели; *7* — труба ⌀ 2″ для продувки горячим воздухом; *8* — отстойник для слива масла; *9* — временные вводы для измерений; *10* — вакуумная установка; *11* — центрифуга; *12* — кран для регулирования вакуума.

проходные изоляторы. Соединение выводов обмоток с измерительными приборами осуществлялось проводом типа «магнето». Расчет намагничивающей обмотки производился согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов, изданной Госэнергоиздатом в 1955 г. Для сушки трансформатора ОДТГА-80000/220 данные обмотки приведены на стр. 12.

Выбор схемы обмоток (однофазная или трехфазная) производился в зависимости от мощности питающего трансформатора, выделенного для сушки; необходимо иметь в виду, что однофазная намагничивающая обмотка загружает фазы питающего трансформатора неравномерно.

Принципиальная схема сушки трансформатора приведена на рис. 15.

РЕЖИМ НАГРЕВА И СУШКА ТРАНСФОРМАТОРА

Включением намагничивающей обмотки и электропечей начинался нагрев трансформатора. Температура при этом поднималась по 10—12° С в час. Температура бака при сушке не превышала 130° С, температура обмоток трансформатора 105—110° С. Температура регулировалась периодическим отключением и включением намагничивающей обмотки и электропечей.

При достижении температуры обмоток (термопара *4*) 100—105° С включался вакуумный насос. Вначале создавался вакуум в 15 *см рт. ст.*, в дальнейшем вакуум поднимался по 5 *см рт. ст.* в час до максимального значения 60 *см рт. ст.* при сушке трансформатора 220 *кв* и 35 *см рт. ст.* при сушке трансформатора 110 *кв*.

В целях более равномерного прогрева сердечника и всей внутренней изоляции, а также во избежание образования конденсации влаги в течение всего прогрева трансформатора бак вентилировался продувкой подогретого до 100—105° С наружного воздуха помощью вакуумнасоса при постоянном вакууме 60 или 35 *см рт. ст.* Это делалось при помощи трубы ∅ 50 *мм*, которая укладывалась над электропечами под дном бака и одним концом присоединялась к фланцу задвижки для слива масла. Поступление горячего воздуха в бак регулировалось открытием и закрытием задвижки.

Указанный режим (температура обмоток 100—105° С, вакуум 60—35 *см рт. ст.*) поддерживался до окончания сушки трансформатора. Во время сушки дежурный персонал производил периодический осмотр намагничивающей обмотки, вакуум-насоса, электропечей и прочего оборудования.

Ежечасно производились измерения с записью в журнал сушки: температуры выемной части, величины вакуума, величины сопротивления изоляции обмоток, количества выделившегося конденсата. Кроме того, периодически производился слив остатков масла через маслоотстойник.

Сушка трансформатора считалась законченной при соблюдении следующих условий:

1) отсутствие в течение 6 *ч* подряд выделения конденсата при постоянной температуре внутри бака;

2) сопротивление изоляции обмоток, постепенно повышаясь, оставалось при постоянной температуре обмоток 105—110° С в течение последних 8 *ч* неизменным;

3) диэлектрические потери ($tg\,\delta$) изоляции обмоток при неизменной температуре сушки 105—110° С, уменьшаясь, должны достигнуть постоянной величины.

По окончании сушки намагничивающая обмотка и печи отключались; не снижая вакуума, снижали температуру внутри бака до 80—85° С; при этой температуре производилась заливка трансформатора маслом через верхний кран до уровня на 300—400 *мм* выше верхнего ярма магнитопровода. Уровень масла контролировался по термопарам, заложенным внутри трансформатора, которые, охлаждаясь поступающим маслом, изменяли показания прибора. По окончании заливки трансформатор выдерживался 6 *ч* под вакуумом в 60—35 *см рт. ст.*, а затем в течение 6 *ч* без вакуума, после чего масло сливалось, удалялись термопары, заложенные в баке, и производилась ревизия трансформатора в объеме, указанном на стр. 16. Режим сушки трансформатора согласовывался с заводом-изготовителем.

Сушка, контрольная подсушка или нагрев трансформаторов производился только после оборудования на месте производства работ пожарного поста с необходимыми средствами пожаротушения.

4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В связи с тем что монтаж трансформаторов связан с подъемом и перемещением крупногабаритного тяжеловесного оборудования при помощи разнообразных грузоподъемных устройств, весь персонал, занятый на таких работах, должен пройти специальное обучение технике безопасности с последующей проверкой знаний, после чего каждому монтажнику выдается удостоверение на право производства работ.

1. При разгрузке, монтаже и транспортировке трансформаторов необходимо пользоваться исправными, надежными и проверенными грузоподъемными устройствами, механизмами и стропами.

Грузоподъемные устройства и механизмы (краны, лебедки, тали, блоки, козлы и пр.) должны быть испытаны, о чем делается надпись на корпусах механизмов.

На каждом инвентарном стропе должна иметься бирка с указанием его грузоподъемности и срока испытаний.

2. Крепление стропов к баку трансформатора производится за специальные подъемные крюки. Угол направления строп к вертикали не должен превышать 30°. При невозможности выполнить это условие подъем трансформатора следует производить с помощью специальной промежуточной балки — траверсы.

Подъем выемной части (сердечника) производится за специальные подъемные планки или крюки.

3. Для производства работ по монтажу вокруг бака трансформатора должны быть сооружены леса с перилами.

4. Во время подъема груза и при грузе на весу работать и находиться под грузом воспрещается.

5. Подъем вводов производится за рымы, специально предусмотренные для этой цели.

6. Все технологическое оборудование и бак трансформатора должны быть заземлены.

7. Переносные лампы для работ внутри бака трансформатора должны иметь напряжение 12 *в*.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

СПЕЦИФИКАЦИЯ

оборудования, приспособлений, аппаратуры и основных материалов для ведения монтажа трансформаторов

№ п/п.	Наименование	Количество
1	Центрифуги производительностью 1 500—5 000 *л/ч*	1
2	Маслонасос производительностью 5 000—10 000 *л/ч*	1
3	Маслонасос ручной производительностью 500 *л/ч* . .	1
4	Маслопробойный аппарат типа АМИ-60	1
5	Вакуумный насос типа ВН-4 или РМК-4	1
6	Тепловоздуходувка (мощность нагревательного элемента 19—25 *квт*)	2
7	Электропечи мощностью 6—8 *квт*	4—6
8	Электрическая лебедка грузоподъемностью 3—5 *Т*	1
9	Домкрат гидравлический грузоподъемностью 50 *Т* . .	4
10	Домкрат реечный грузоподъемностью 3/5 *Т*	2
11	Блок однорольный грузоподъемностью 10 *Т*	2
12	Автокран типа К-51 грузоподъемностью 5 *Т*	1
13	Манометр 0,5 *ати*	1
14	Мегомметр 2 500 *в*	1
15	Мост МД-16	1
16	Термопары с гальванометром или потенциометром, компл.	1
17	Металлические стулья для вводов ВН и СН	6—9
	Тара для сушки масла и слива во время ревизии трансформатора	
18	Асбестовое полотно, $м^2$	150—250
19	Провод для индукционной обмотки АПР-500 120—185 $мм^2$, *м*	800—1 000
20	Брезент, $м^2$	100—150
21	Слесарно-монтерский инструмент, компл.	1
22	Шпалы железнодорожные	100—150
23	Катки деревянные ∅ 160—180 *мм* или металлические ∅ 150 *мм*	10—20
24	Рельсы железнодорожные длиной 4—5 *м*	4
25	Доски обрезные толщиной 25—40 *мм*, $м^3$	1,0—1,5
26	Стропы разные ∅ 17—37 *мм*	6—8
27	Бутылки стеклянные с притертой пробкой емкостью 1 *л*	6—8
28	Блок трехрольный грузоподъемностью 10 *Т* . . .	2

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ, СДАВАЕМАЯ ПОСЛЕ МОНТАЖА ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Комплект заводской документации, в соответствии с которой производился монтаж (протоколы заводских испытаний, демонтажные ведомости, монтажно-размерный эскиз, инструкция по монтажу и проч.).
2. Акт приемки трансформаторов под монтаж.
3. Акт проверки трансформатора на герметичность.
4. Протоколы или акты ревизии трансформатора.
5. Протокол промывки и испытаний радиаторов и расширителя.
6. Протоколы электрических испытаний трансформаторов и акт допустимости включения трансформатора без сушки.
7. Журнал сушки или прогрева трансформатора.
8. Протоколы испытаний трансформаторного масла на сокращенный химический анализ и тангенс угла диэлектрических потерь из трансформатора и вводов.
9. Протоколы испытаний вводов.
10. Протоколы проверки газового реле и манометрических термометров.
11. Акт приемки фундамента под монтаж.
12. Акт проверки герметичности трансформатора после монтажа.
13. Протоколы электрических испытаний трансформаторов после установки его на фундамент.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Госэнергоиздат, 1955.
2. Инструкция П5-322. Трансформаторы силовые масляные всех мощностей для напряжения 220 *кв* включительно (Московский трансформаторный завод им. Куйбышева В. В., 1955 г.).
3. Правила техники безопасности для строительных и монтажных работ. Госэнергоиздат, 1958.

Цена 8 коп.