

# ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

10



**ГОСЭНЕРГОИЗДАТ**

Вологодская областная универсальная научная библиотека  
[www.booksite.ru](http://www.booksite.ru)

**1953**

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 10

ОКТАБРЬ

1953

Орган Министерства электростанций  
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая—За дальнейшее повышение экономичности электростанций . . . . .	3	<b>Я. В. Солодовник</b> — Подвижное металлическое крепление траншей к многоковшовому канавокопателю . . . . .	53
<b>В. А. Алексеев</b> и <b>А. И. Крюков</b> —Испытание двухступенчатой схемы пылесжигания . . . . .	6	<b>ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ</b>	
<b>В. А. Голубцов</b> и <b>Т. Х. Маргулова</b> — Солемер для текущего контроля чистоты насыщенного пара высокого давления . . . . .	10	<b>Н. И. Шустов</b> —Надежная работа охлаждающих панелей цепных решеток . . . . .	54
<b>А. Г. Прокопенко</b> и <b>Н. Н. Травин</b> — Исследование режима пуска предвключенной турбины высокого давления . . . . .	15	<b>И. И. Левин</b> — Индивидуальное регулирование температуры пара у турбины . . . . .	54
<b>В. Е. Андрианов</b> и <b>Е. К. Громцев</b> —Спротивление оросительных устройств градирен . . . . .	21	<b>А. В. Михалков</b> — Из опыта реакторного пуска синхронных компенсаторов . . . . .	55
<b>Д. А. Савиновский</b> и <b>Г. П. Сутоцкий</b> — Об определении присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин . . . . .	24	<b>В. М. Петров</b> —Электрическая тяга на однофазном переменном токе . . . . .	56
<b>Л. Г. Гвелеснани</b> и <b>Е. Э. Михельсон</b> —Сборные опоры линий электропередачи из центрифугированного железобетона . . . . .	26	<b>В. И. Бутин</b> и <b>С. С. Музальков</b> — Новая конструкция индукционного маслоподогревателя . . . . .	57
<b>Г. Б. Якуша</b> — О рациональном объеме инструкций и оперативной документации для электроподстанций . . . . .	30	<b>Консультация по "Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей"</b> . . . . .	58
<b>В. Д. Юренков</b> — Энергоснабжение и освещение ремонтных работ на линиях электропередачи . . . . .	33	<b>ХРОНИКА</b>	
<b>Н. В. Порозов</b> —Определение места „металлических“ витковых замыканий в обмотках трансформаторов . . . . .	33	<b>В Техническом управлении по электростанциям</b>	
<b>С. А. Городецкий</b> —Определение увлажненности изоляции трансформаторов . . . . .	42	<b>О включении синхронных генераторов и компенсаторов без сушки или с сушкой под нагрузкой . . . . .</b>	59
<b>ДИСКУССИЯ</b>		<b>О мерах предотвращения возгорания изоляции обмотки генераторов от действия емкостных токов . . . . .</b>	59
Расширение области применения переменного оперативного тока		<b>В Управлении капитального строительства</b>	
<b>В. К. Люляев</b> и <b>Н. С. Мовсесов</b> . . . . .	44	<b>О нормах расхода материалов на изготовление нестандартного оборудования и на монтаж тепломеханической части электростанции . . . . .</b>	60
<b>А. В. Орловский</b> . . . . .	46	<b>Советание по применению разомкнутого цикла сушки и пылеприготовления влажных топлив . . . . .</b>	60
<b>Л. Я. Розенштейн</b> . . . . .	49	<b>ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ</b>	
<b>ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ</b>		<b>Испытания выключателей 230 кв с номинальной отключающей мощностью 10 млн. квэ в действующей энергосистеме, обраб. ниж. Ю. А. Якуб . . . . .</b>	62
<b>А. Н. Гончаров</b> — Электросварные трубы со спиральным швом . . . . .	50		
<b>И. А. Тихонов</b> — Выбор грузоподъемности кранов для подъема трансформаторов в базах на подстанциях . . . . .	52		

□ □ □



**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

**Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, С. И. Молоканов, С. Г. Мхитарян,  
А. М. Некрасов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов**

**Главный редактор Д. Г. Чижов**

---

**Адрес редакции: Москва, Б. Черкасский пер., д. № 2.**

**Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб., 3-01.**

## ЗА ДАЛЬНЕЙШЕЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

XIX съезд партии в директивах по пятому пятилетнему плану указал на необходимость неуклонного соблюдения режима экономии, использования резервов производства, повышения использования мощности оборудования, систематического улучшения методов производства.

Вместе со всем советским народом энергетики, следуя указаниям партии и правительства, добились серьезных успехов в деле повышения экономичности электростанций.

Из года в год электростанции улучшают свои технико-экономические показатели. В 1952 г. удельный расход топлива на выработанный киловаттчас снижен по сравнению с предыдущим годом на 2,3%, а по сравнению с предвоенным 1940 г. — почти на 13%.

Хороших результатов добились в 1952 г. грэс № 4 и 10 Мосэнерго, Красногорская тэц, Кемеровская, Среднеуральская, Зуевская грэс.

В первом полугодии 1953 г. электростанции обеспечили сверхплановую экономию топлива в размере 1%. Однако за общими благоприятными показателями топливного использования скрыто неудовлетворительное положение, имеющее место на ряде электростанций.

Так, в первом полугодии 1953 г. допустили значительный перерасход топлива — Несветайгрэс, Штеровская, Нижнетуринская, Сталинградская грэс и др.

Анализ показывает, что на многих электростанциях, в том числе и на выполняющих плановые задания по технико-экономическим показателям, еще далеко не исчерпаны возможности дальнейшего снижения расходов топлива.

Выявлению резервов экономичности, разработке мероприятий по их использованию были посвящены прошедшие недавно совещания работников главных эксплуатационных управлений, на которых был обобщен опыт передовых электростанций.

На совещаниях было уделено большое внимание вопросам освоения введенных в эксплуатацию за последние годы установок высокого давления.

Хороших результатов добились грэс № 10 Мосэнерго, где по установкам высокого давления удельный расход топлива составил в 1952 г. 426 г/квтч и в первом полугодии 1953 г. — 420 г/квтч; грэс № 18 Мосэнерго, где удельный расход топлива составил соответственно 464 и 451 г/квтч, и др.

Однако имеются отдельные электростанции, на которых оборудование высокого давления работает все еще недостаточно экономично. К таким

относятся Сталинградская грэс, на которой удельный расход топлива установками высокого давления в первом полугодии 1953 г. составил 507 г/квтч, Горьковская грэс — 501 г/квтч, Несветайгрэс — 505 г/квтч, Штеровская грэс — 582 г/квтч.

Серьезным недостатком в работе ряда электростанций высокого давления является неполное использование мощности оборудования.

В 1952 г. на Кураховской грэс средняя нагрузка турбин типа ВК-100 составляла 50—70%. Одной из причин такого положения является медленное освоение вновь вводимого в эксплуатацию оборудования высокого давления.

Строителями, а также работниками эксплуатации медленно устраняются недоделки строительства и монтажа; нередко вновь вводимое в работу оборудование не обеспечено квалифицированным обслуживанием вследствие несвоевременно принятых мер по подготовке и обучению персонала; отдельные мелкие и легко устраняемые дефекты оборудования (неплотности обмуровки котлов, дефекты тепловой изоляции, парения и утечки пара через неплотности в арматуре и фланцевых соединениях трубопроводов и т. п.) также часто являются источником больших потерь тепла.

В результате указанных недочетов на ряде электростанций высокого давления освоение проектных технико-экономических показателей затягивается на многие годы и экономические преимущества пара высоких параметров используются неполностью. Таково положение, например, на Кураховской грэс, Несветайгрэс и Горьковской грэс. Недостаточно быстро осваивается оборудование высокого давления также и Южно-Кузбасской грэс.

Быстрейшее освоение и повышение коэффициента использования агрегатов высокого давления является важнейшей и ближайшей задачей работников электростанций и районных управлений.

На некоторых электростанциях имеет место неполное использование регенеративного подогрева питательной воды из-за неисправностей или неввода в работу смонтированных подогревателей высокого давления.

В ряде случаев из-за неудовлетворительной работы подогревателей недогрев питательной воды составляет 10—20° С (Кураховская грэс, Несветайгрэс), на большинстве же тепловых электростанций недогрев питательной воды из-за частого выхода из строя подогревателей высокого давления (БИП-200 и БИП-350) значительно больше. В 1952 г. недогрев питательной воды по грэс № 18

Мосэнерго составил  $84^{\circ}\text{C}$ , по Ленинградской грэс  $2 - 50^{\circ}\text{C}$ , Южно-Кузбасской грэс  $- 50^{\circ}\text{C}$  и т. д.

Указанные дефекты котельного оборудования высокого давления и недочеты его эксплуатации являются также причинами больших потерь тепла.

Главные инженеры электростанций и начальники турбинных цехов обязаны в кратчайший срок обеспечить полное использование всех установленных подогревателей. Впредь до получения новых трубных систем заводского изготовления имеющиеся дефектные должны быть тщательно отремонтированы, при этом должен быть использован положительный опыт электростанций Ленэнерго и Мосэнерго.

Руководителям электростанций и работникам котельных цехов необходимо наладить топочные режимы котлов, точно поддерживать нормальные параметры пара, снизить внутростанционные потери тепла и конденсата до норм, установленных «Правилами технической эксплуатации». Соблюдением правильных воднохимических режимов котлов и надлежащей работой сепарационных устройств должны быть устранены большие заносы солями проточной части турбин. Серьезное внимание должно быть уделено качеству ремонта оборудования, особенно питательных насосов и арматуры. Руководители электростанций и цехов должны ежедневно проявлять заботу об обучении персонала рациональным методам эксплуатации установок высокого давления.

Работники электростанций должны организовать выполнение утвержденных Министерством мероприятий по достижению в ближайшие годы проектных или расчетных удельных расходов топлива, для этого необходимо своевременно озаботиться о подготовке необходимой технической документации; главные инженеры электростанций должны утверждать календарные графики и назначать лиц, ответственных за организацию и своевременное выполнение намеченных мероприятий, а районные управления должны установить контроль за ходом работ и оказывать помощь электростанциям в их выполнении.

Задача дальнейшего снижения удельных расходов топлива стоит не только перед работниками электростанций высокого давления, но и электростанций со средними и низкими параметрами пара. Было бы большой ошибкой считать, что поскольку большинство таких электростанций находится в эксплуатации многие годы, то там уже полностью или почти полностью исчерпаны возможности дальнейшего улучшения технико-экономических показателей работы оборудования: практика этого не подтверждает. Так, в первом полугодии 1953 г. свыше 25% всей экономии топлива по сравнению с первым полугодием 1952 г. достигнуто за счет улучшения работы электростанций среднего давления.

Наряду с конденсационными теплоэлектростанциями среднего давления, имевшими в первом полугодии 1953 г. относительно низкий удельный расход топлива (грэс № 4 Мосэнерго —  $480 \text{ г/квтч}$ , Средне-Уральская грэс —  $488 \text{ г/квтч}$ , Зуевская грэс —  $507 \text{ г/квтч}$ ), многие электростан-

ции все еще работают с более высокими удельными расходами топлива.

На ряде электростанций не выдерживаются нормы вакуума в конденсаторах турбин, допускается переохлаждение конденсата в конденсаторах. Руководители электростанций должны обеспечить проведение регулярных чисток конденсаторов, контроль их плотности, приведение в порядок охлаждающих устройств.

Большое количество котлоагрегатов на электростанциях, введенных в эксплуатацию много лет тому назад, работает с низким к. п. д. Главной причиной этого является ненадежность процессов горения, в результате чего велико содержание горючих в шлаке и уносе и высоки температуры уходящих газов, доходящие на котлах ряда электростанций до  $200 - 220^{\circ}\text{C}$ .

Совершенно недостаточное внимание уделяется борьбе с присосами котлоагрегатов и по газовому тракту до дымоходов; в результате этого присосы на отдельных котлах доходят до  $0,9 - 1,0$  (Сталинградская грэс).

Как показал опыт ряда электростанций, для повседневного выявления и устранения присосов следует выделять специальных ремонтных работников.

Для повышения к. п. д. котлоагрегатов необходимо улучшить топочные режимы. Особенно это относится к котлам, сжигающим антрацитовый штыб. Научно-исследовательские и налагодочные организации должны оказывать электростанциям помощь в наладке работы топков на АШ и разработать методы его экономичного сжигания.

Необходимо систематически по утвержденным графикам производить обдувку и очистку поверхностей нагрева котлов; электростанциям следует использовать положительный опыт Шахтинской грэс по обдувке путем встряхивания поверхностей нагрева (вибрационная обдувка).

Недостаточно еще используется опыт экономичной работы лучших предприятий, вследствие чего показатели работы многих агрегатов ниже аналогичных агрегатов на передовых электростанциях. Техническому управлению по электростанциям необходимо организовать с привлечением ВТИ и Орггрэс систематическое обобщение и распространение опыта передовых предприятий. Необходимо широко практиковать выезды работников лучших предприятий на другие для передачи своего опыта.

В последнее время некоторые электростанции испытывают трудности в разработке графиков экономического распределения нагрузок между параллельно работающими турбинами вследствие отсутствия тепловых характеристик турбин новых типов. Техническому управлению по электростанциям необходимо организовать силами налагодочных и научно-исследовательских организаций (Орггрэс, ВТИ) испытание оборудования новых типов и выявление их тепловых характеристик.

Автоматика тепловых процессов, являющаяся мощным средством повышения к. п. д. котлоагрегатов и снижения расхода электроэнергии на собственные нужды, используется на электростанциях еще недостаточно. Необходимо обеспечить

повышение коэффициента использования автоматики горения на всех электростанциях, доведя его до 95—100 % -го уровня, достигнутого некоторыми электростанциями: Орской тэц, Киевской тэц, Барнаульской тэц, Шахтинской грэс и др. ВТИ совместно с ЦКТИ должны ускорить разработку надежной схемы автоматического регулирования перегрева.

Ведение правильных режимов работы агрегатов невозможно при неправильной работе или бездействии контрольно-измерительных приборов. Содержание приборов в исправном состоянии является главной задачей теплоизмерительных лабораторий электростанций и энергосистем. Техническому управлению по электростанциям необходимо решить вопрос об улучшении качества и конструкции электрических газоанализаторов и организовать их выпуск.

На ряде теплоцентралей из-за отсутствия тепловых сетей и задержки ввода тепла потребителям неудовлетворительно используются теплофикационные мощности, что снижает экономичность тэц.

Главные и районные энергетические управления должны принять все зависящие от них меры для своевременной подготовки и выполнения работ, предусмотренных утвержденным Министерством планом по развитию тепловых магистральных сетей и дооборудованию теплофикационных установок на электростанциях, а также контролировать и оказывать необходимую техническую помощь основным потребителям тепла в проведении ими работ по присоединениям к тепловым сетям энергосистем.

Особое внимание должно быть уделено улучшению положения с расходом электроэнергии на собственные нужды. Значительное количество электростанций не выполняет плановых заданий, допуская повышенный расход электроэнергии на дробление и помол топлива, на тягу и дутье, на привод питательных насосов.

В целях снижения расхода электроэнергии на собственные нужды необходимо в течение 1953—1955 гг. завершить реконструкцию тягодутьевых машин по схемам Оргрэс—ЦАГИ с повышением их к. п. д., осуществить мероприятия по сниже-

нию сопротивления газового тракта котлов от воздухоподогревателя до дымососов и воздушно-го тракта от вентиляторов до горелок. Необходимо поддерживать в исправном состоянии регулирующие аппараты на тягодутьевых машинах, обеспечив их дистанционными приводами.

Важным мероприятием для снижения расхода электроэнергии на помол является автоматизация загрузки мельниц топливом, которой следует оснастить шаровые мельницы (в схемах с промбункером) и обеспечить ее использование в течение всего времени работы мельниц. Необходимо также постоянно поддерживать правильный шаровой режим мельниц и ликвидировать присосы в пылесистемах.

Большое значение в деле повышения технико-экономических показателей электростанций имеет внедрение прогрессивных методов организации труда.

Должен быть организован ежедневный учет и показ количества сэкономленного или перерасходованного топлива и электроэнергии за смену на каждом производственном участке работниками, обслуживающими как основное, так и вспомогательное оборудование.

Надо улучшить постановку обучения персонала экономичным методам ведения режимов работы оборудования, систематически знакомить персонал с новой энергетической техникой и достижениями передовых работников.

Эксплуатационные отделы и службы наладки должны обеспечить своевременную наладку и испытание оборудования электростанций, уточнение режимных карт и технических норм, выявление результатов работы смен и соревнования персонала.

Главные инженеры электростанций должны ежедневно проводить анализ режимов оборудования, показателей работы агрегатов и цехов и принимать оперативные меры к устранению выявленных недостатков.

Нет сомнений, что энергетики Министерства электростанций и электрпромышленности добьются новых больших успехов в деле повышения технико-экономических показателей тепловых электростанций.



# Испытание двухступенчатой схемы пылесжигания

Инж. В. А. Алексеев и инж. А. И. Крюков

Основным условием раннего воспламенения пыли и затем устойчивого ее горения является наличие высокой температуры в корне факела. На величину этой температуры существенное влияние оказывает рациональная организация подачи воздуха в топку, в особенности при сжигании углей с малым выходом летучих, какими являются антрациты и тощие угли.

В настоящее время у большинства котлов, оборудованных камерными топками, весь необходимый воздух для горения подается через пылевые горелки. Однако подводить весь воздух через горелки в зону, где происходит воспламенение пыли, теоретически нецелесообразно, потому что для воспламенения в этом нет необходимости, а, с другой стороны, лишний воздух, подаваемый в зону воспламенения, охлаждает температуру газов в корне факела, что приводит к замедлению начала воспламенения пыли и снижению устойчивости горения пылевого факела.

Исходя из этого, во Всесоюзном теплотехническом институте была разработана новая схема двухступенчатого пылесжигания. Одним из основных условий этой схемы является позонная подача воздуха в топку, при которой через горелки подается ~ 35% воздуха, а остальная его часть (~ 65%) подается позонно по пути следования горящего факела. Вторая часть воздуха (~ 65,0%) должна подаваться с таким расчетом, чтобы обеспечивалось мощное завихривание горящего факела, т. е. с определенным направлением с углов топki и определенными скоростями воздуха.

Такая организация подачи воздуха должна приводить к хорошему перемешиванию пыли с воздухом и некоторому затормаживанию скорости движения факела кверху, что предопределяет более низкое расположение ядра горения с более высокой температурой в нем.

Между тем, в практическом осуществлении двухступенчатой схемы на электростанциях в ряде случаев получены отрицательные результаты. Основной причиной этого является отсутствие в настоящее время правильного конструктивного оформления этой схемы в каждом отдельном конкретном случае.

В данной статье приводятся результаты испытания двухступенчатой схемы пылесжигания в применении ее к котлу типа ТП-200-1 со встречным расположением круглых горелок<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Испытания проводились Службой наладки Мосэнерго. Проект переоборудования котлоагрегата на двухступенчатую схему пылесжигания был выполнен Конструкторским бюро Главэнергомонтажа при консультации ВТИ.

## Краткая характеристика котлоагрегата

Котлоагрегат давлением 35 атм при температуре пара 420°С имеет объем топki 1 000 м<sup>3</sup> с относительным шагом экранных труб 1,25. Тепловое напряжение топki при нагрузке 200 т/час равно 135 тыс. ккал/м<sup>3</sup> час. На каждой боковой стенке топki расположены в один ряд 3 горелки типа ТКЗ-ут-6.

Подача горячего воздуха в топку  $t_{вх} = 280^{\circ}\text{C}$  в соответствии с проектом двухступенчатой схемы осуществлена в двух зонах: через пылевые горелки и через 8 шлиц, установленных в два ряда в углах топki выше горелок. Расстояние

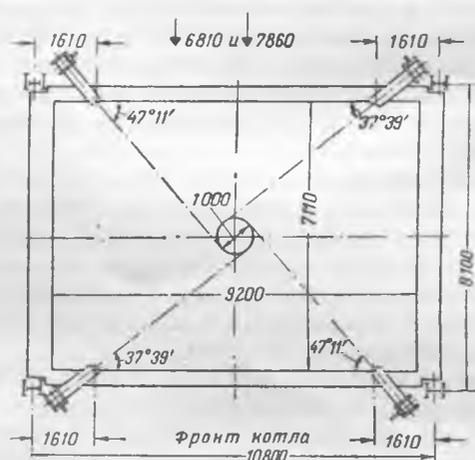


Рис. 1. Схема расположения шлиц вторичного воздуха.

нижнего ряда шлиц от оси горелок равно 3 610 мм и верхнего ряда 4 660 мм.

Шлицы размером 200×700 мм установлены с направлением воздуха из них по касательной к воображаемой окружности в центре топki диаметром 1 000 мм.

Для подачи воздуха к шлицам смонтирован дополнительный воздухопровод из общего короба с восемью регулирующими шиберами (рис. 1). По конструкции шлицы должны поворачиваться вверх и вниз на угол в 12°, однако после короткого времени эксплуатации шлицы покорило и поворотное устройство их перестало работать, вследствие чего первые опыты были проведены при неопределенном положении шлиц. В дальнейшем все шлицы были установлены в горизонтальное положение, после чего была проведена еще серия опытов.

Проект двухступенчатой схемы был выполнен таким образом, что можно было весьма просто в течение 7—10 мин. переходить с одноступенчатой схемы на двухступенчатую и обратно. Опыты проводились круглосуточно; в некоторые периоды в течение каждых суток опробовались обе схемы сжигания. Это дало возможность наладочной бригаде исключить влияние состояния поверхности топки, качества угля и пр. и провести тщательные сравнительные опыты при идентичных условиях. Было проведено 60 опытов на тощем булавинском и 9 опытов на тощем мануйловском углях.

Основные технические характеристики сжигающихся углей приведены в табл. 1. Там же для сопоставления даны те же характеристики для донецкого тощего угля по нормам ВТИ.

Таблица 1

Наименование	W <sup>p</sup> , %	A <sup>p</sup> , %	C <sub>к</sub> <sup>p</sup> , ккал/кг	V <sup>A</sup> , м <sup>3</sup> /кг
Булавинский уголь . . .	4,0—6,5	15—21	5 900—6 600	9,8—13,5
Мануйловский уголь . . . . .	4,0—6,5	8—12,5	6 400—7 200	12,5—15,0
Донецкий тощий уголь по нормам ВТИ	6,0	17,0	6 320	12,0

Особенностью булавинского тощего угля по сравнению с мануйловским является повышенная зольность и значительно большая трудность сжигания из-за понижения устойчивости топочного процесса. Однако как первый, так и второй сорта угля не выходят за рамки норм ВТИ для донецких тощих углей.

Воздушный баланс топки при нагрузке котла 160 т/час,  $a_{нз}'' = 1,21$  и пропуске воздуха через шлицы в количестве 26% от всего воздуха в топке приведен в табл. 2.

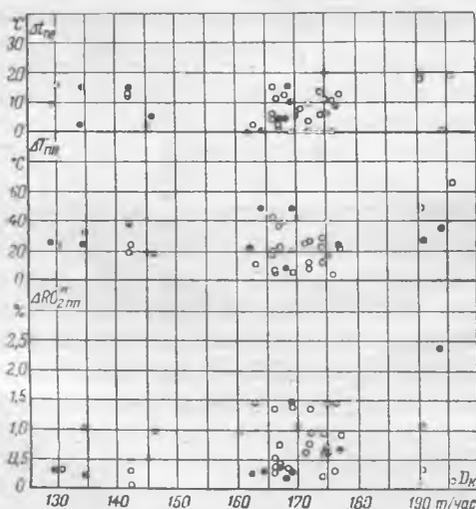


Рис. 2. Разница температур пара, газа и RO<sub>2</sub> по сторонам котла.  
● — одноступенчатое сжигание;  
○ — двухступенчатое сжигание.

Наименование	Одноступенчатая схема, %	Двухступенчатая схема (в работе 4 шлицы), %
Количество вторичного воздуха, проходящего через горелки . . .	57,0	39,2
То же, проходящего через шлицы . . . . .	—	26,0
Количество первичного воздуха, проходящего через горелки . . .	20,9	19,8
Присос в топку . . . . .	22,1	15,0
Скорости вторичного воздуха при выходе из горелок . . . . .	15,7	11,4
То же, при выходе из шлиц . . . . .	—	16,5
Скорости первичного воздуха при выходе из горелок . . . . .	15,6	15,6

В опытах пропуск воздуха через шлицы изменялся в пределах от 20 до 50%, что соответствовало скорости воздуха при выходе из шлиц 12—21,5 м/сек.

Большой присос воздуха при работе по одноступенчатой схеме наблюдался через неплотности регулирующих шиберов на дополнительном воздухопроводе к шлицам. Присос в обеих схемах имел место также через газозаборное окно неработающей пылесистемы.

Опыты показали, что при скорости воздуха на выходе из шлиц 20 м/сек отсутствует завихривание горящего факела, что является необходимым условием работы двухступенчатой схемы. Это видно из рис. 2, где перекосы температур перегретого пара, газов перед перегревателем и RO<sub>2гн</sub> при двухступенчатой схеме имеют практически такую же величину, как и при одноступенчатой схеме. Однако увеличение скоростей воздуха на выходе из шлиц не рационально, так как приводит к уменьшению скоростей воздуха при выходе из горелок и в итоге — к увеличению содержания горючих в уносе (рис. 3). При скорости воздуха на выходе из шлиц 20 м/сек скорости в горелках составляют всего 10 м/сек. При такой скорости и тем более при меньших скоростях воздуха на выходе из горелок не может быть создана хорошая аэродинамика топки и, следовательно, нельзя получить хороший выжиг горючих.

При включении в работу двух рядов шлиц и при скоростях воздуха на выходе из них 15—20 м/сек наблюдается значительная сепарация пыли вниз, затемнение в корне факела и потеря устойчивости горения.

Максимальная температура в топке при двухступенчатой схеме наблюдается ниже, чем при

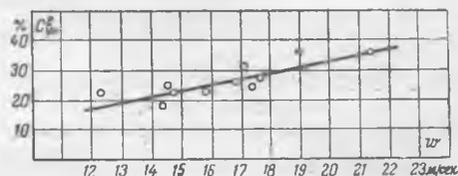


Рис. 3. Зависимость содержания горючих в уносе от скорости воздуха при выходе из шлиц (D<sub>к</sub> = 165—175 м/час, a<sub>нз</sub>'' = 1,20—1,22, опыты при включении четырех сопел).

одноступенчатой схеме. Величина ее при нагрузках котла 130—190 т/час колеблется в пределах 1450—1550°С. Такая же практически максимальная температура имеет место и при одноступенчатой схеме.

Температура газов в конце топки при двухступенчатой схеме получена на 30°С ниже, чем при одноступенчатой, и равна 1050—1150°С.

Опытами установлено, что температура газов в топке, начиная с уровня расположения шлиц, снижается при увеличении пропуска воздуха через шлицы (рис. 4). Из рис. 5 следует, что если

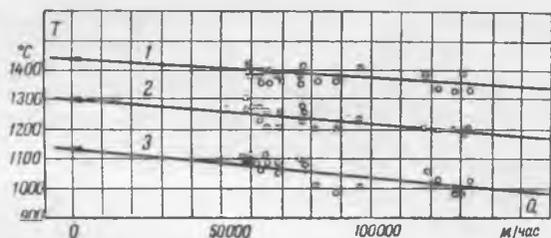


Рис. 4. Зависимость температуры газов по высоте топки от расхода воздуха через шлицы ( $D_K = 165-170 \text{ т/час}$ ,

$$\alpha''_{ne} = 1,18 - 1,22).$$

- — при работе по одноступенчатой схеме (средняя);
- — при работе по двухступенчатой схеме.
- 1 — зона расположения шлиц; 2 — зона выше шлиц на 2 м; 3 — перед фестомом.

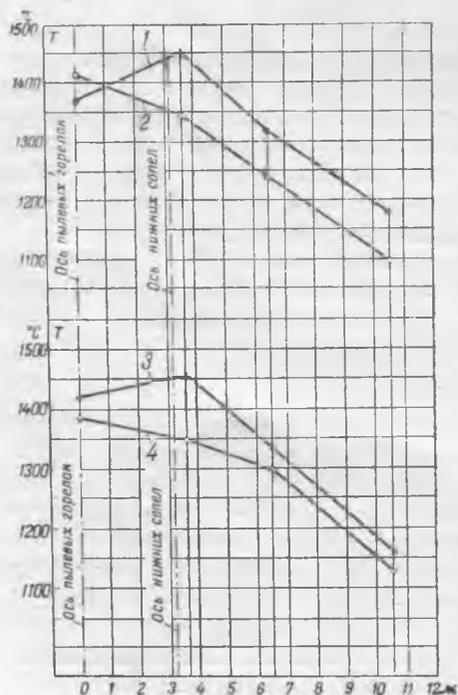


Рис. 5. Изменение температуры газов по высоте топки.

1 — одноступенчатое сжигание ( $D_K = 169 \text{ т/час}$ ,

$\alpha''_{ne} = 1,16$ ); 2 — двухступенчатое сжигание;

( $D_K = 172 \text{ т/час}$ ,  $\alpha''_{ne} = 1,22$ ); 3 — одноступенчатое

сжигание ( $D_K = 170 \text{ т/час}$ ,  $\alpha''_{ne} = 1,20$ ); 4 — двух-

ступенчатое сжигание ( $D_K = 171 \text{ т/час}$ ,

$$\alpha''_{ne} = 1,20).$$

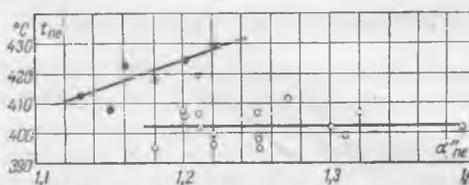


Рис. 6. Зависимость температуры перегретого пара от коэффициента избытка воздуха за пароперегревателем ( $D_K = 165-175 \text{ т/час}$ ,

- — одноступенчатое сжигание;
- — двухступенчатое сжигание.

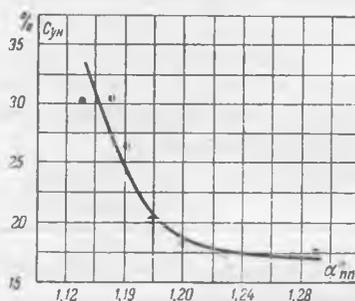


Рис. 7. Зависимость содержания горючего в уносе от коэффициента избытка воздуха за пароперегревателем ( $D_K = 170 \text{ т/час}$ , одноступенчатое сжигание -булавинского угля).

на уровне пылевых горелок температура газов примерно одинакова для обеих схем, то уже над уровнем расположения шлиц при двухступенчатой схеме она ниже на 200°С. Повидимому, это происходит вследствие того, что выходящий из шлиц воздух в значительной своей части проходит «транзитом», не участвуя в процессе горения, что и снижает температуру газов.

Более низкий температурный уровень газов, начиная с уровня расположения шлиц, при двухступенчатой схеме сохраняется на всем газовом тракте: температура газов перед перегревателем на 15—20°С (820—840°С), а температура уходящих газов на ~7°С (170—177°С) ниже, чем при одноступенчатой схеме.

Увеличение избытков воздуха при одноступенчатой схеме приводило к росту температуры перегрева пара (рис. 6). Предельная температура пара (420°С) достигалась при  $\alpha''_{ne} = 1,17 - 1,18$ . Между тем более экономичный топочный процесс имел место при  $\alpha''_{ne} = 1,20 - 1,22$  (рис. 7). Установленный на котле поверхностный пароохладитель не обеспечивал необходимого снижения перегрева, вследствие чего при одноступенчатой схеме приходилось процесс горения вести на пониженных избытках воздуха  $\alpha''_{ne} = 1,17 - 1,18$  и, следовательно, менее экономично.

При двухступенчатой схеме сжигания такого положения не наблюдалось (рис. 6). Имелась возможность проводить опыты с оптимальным избытком воздуха  $\alpha''_{ne} = 1,20 - 1,22$ . Обуславливалось это, повидимому, неизбежным увеличением пропуска воздуха через шлицы и, как уже говорилось выше, снижением температуры газов, а следовательно, температуры перегретого пара.

Несмотря на проведение опытов при одноступенчатой схеме с пониженным избытком воздуха, невыгодным для экономичности этой схемы, работа топки при двухступенчатой схеме оказалась

менее экономичной, чем при одноступенчатой (рис. 8): потеря тепла с механической неполнотой горения составляла  $q_4 = 7,8\%$  против  $6\%$  при  $D_k = 170 \text{ т/час}$ . Потери тепла с уходящими газами в обеих схемах при различных избытках воздуха и температурах уходящих газов получились практически одинаковыми ( $q_2 = 6,5\%$ ). Потеря тепла с химической неполнотой горения в опытах не обнаружено.

В итоге к. п. д. брутто при нагрузке  $170 \text{ т/час}$  и сжигании булавинского угля при двухступенчатой схеме  $\eta_k = 85,2\%$  и при одноступенчатой схеме  $\eta_k = 87,0\%$ . При сжигании мануйловского угля к. п. д. котла при работе по одноступенчатой схеме и нагрузке котла  $170 \text{ т/час}$  достиг  $91,5\%$ .

Для проверки устойчивости работы топки при двухступенчатой схеме были проведены опыты при минимальной нагрузке котла. При нагрузке котла  $130 \text{ т/час}$  котел работал устойчиво без добавления мазута в течение  $72 \text{ час}$ . при двухступенчатой схеме и  $48 \text{ час}$ . при одноступенчатой схеме.

Получить более низкую нагрузку котла не удалось по условиям работы пылепитателей; следовательно, не удалось выявить и предельно низкую устойчивую нагрузку котла при обеих схемах. Однако следует сказать, что достигнутая устойчивая нагрузка ( $130 \text{ т/час}$ ) для булавинского угля является хорошим результатом.

Тонкость помола пыли в эксплуатации, а также и в проведенных опытах поддерживалась на уровне  $R_{88} = 8-9\%$ . Для проверки работы топки при двухступенчатой схеме на угрубленном помоле тонкость помола пыли была изменена до  $R_{88} = 10-12\%$ , при этом зольность угля была высокой ( $A^p = 19\%$ ). Нагрузка котла была равна  $170 \text{ т/час}$ .

Через несколько часов после работы котла на угрубленном помоле устойчивость топки резко понизилась и стали наблюдаться погасания факела; пришлось включить одну мазутную форсунку. При таком положении с подсвечиванием одной мазутной форсункой котел проработал двое суток. В течение этого времени дважды были опробованы обе схемы пылесжигания, однако погасить мазут не удалось.

Таким образом, каких-либо экономических преимуществ двухступенчатой схемы в данном случае выявить не удалось. Следует отметить, что при таком помоле пыли и меньшей зольности угля ( $A^p = 15-16\%$ ) и при одноступенчатой схеме удавалось устойчиво сжигать пыль без мазута.

### Исправление горелок

Поскольку работа топки по двухступенчатой схеме оказалась менее экономичной, на электростанции дважды переделывались при консультации ВТИ амбразуры горелок.

Вначале путем закладки кирпичом был уменьшен диаметр амбразуры горелок с  $900$  до  $780 \text{ мм}$ . Амбразуры были выполнены цилиндрическими. Скорость воздуха на выходе из горелок увеличилась примерно в  $1,6$  раза.

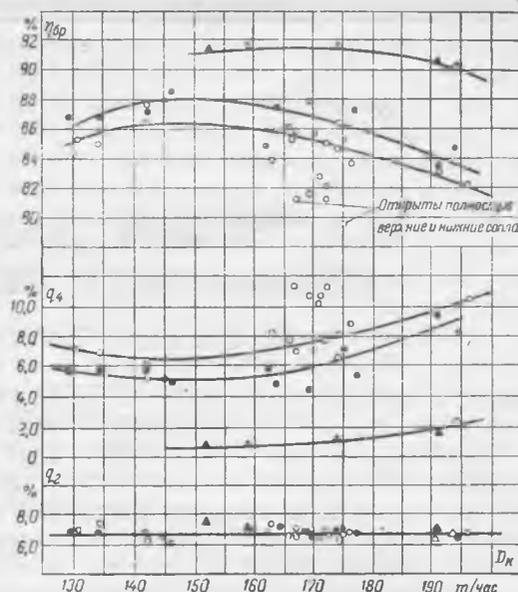


Рис. 8. Зависимость экономических показателей котлоагрегата от нагрузки (до переделок амбразур горелок).

- — одноступенчатое сжигание булавинского угля;
- — двухступенчатое сжигание булавинского угля;
- ▲ — одноступенчатое сжигание мануйловского угля;
- △ — двухступенчатое сжигание мануйловского угля.

Однако проведенная переделка дала отрицательные результаты: сжигание булавинского угля без подсвечивания мазутом оказалось невозможным на всем рабочем диапазоне нагрузок. Содержание горючих в уносе возросло.

Спустя 15 суток после первой переделки была изменена форма амбразур горелок с цилиндрических на конические с диаметром раструба  $900 \text{ мм}$ , обращенным в топку. Это мероприятие дало значительное повышение устойчивости работы топки. Стало возможным сжигать булавинский уголь без мазута. Однако экономичность топки оставалась низкой: на  $\sim 2\%$  ниже данных до первой переделки амбразуры и на  $4\%$  ниже, чем при одноступенчатой схеме.

Таким образом, несмотря на две переделки горелок, не удалось улучшить работу топки при двухступенчатой схеме сжигания, вследствие чего спустя некоторое время она была демонтирована.

### Выводы

Описанное выше свидетельствует о том, что прогрессивная по своей идее схема двухступенчатого сжигания на практике в данном случае не дала положительного эффекта.

Главной причиной этого, по нашему мнению, следует считать: отсутствие правильных соотношений скоростей и количеств воздуха в шлицах и горелках и слишком высокое расположение шлиц относительно горелок.

Вопрос о широком внедрении этой схемы на наших электростанциях может быть решен после проведения ряда экспериментальных работ научно-исследовательскими институтами и изыскания надлежащих конструкций для каждого конкретного случая.

# Солемер для текущего контроля чистоты насыщенного пара высокого давления

Проф. В. А. Голубцов и проф. Т. Х. Маргулова

Контроль чистоты пара имеет большое значение для организации надежной работы паросиловой установки. Однако содержание примесей в паре современных мощных котлов так незначительно, что точность имеющихся методов аналитических определений этих примесей оказывается совершенно недостаточной. С ростом давления повышаются требования к чистоте пара, что в свою очередь, с одной стороны, требует более тщательного и точного контроля чистоты пара, а с другой, — затрудняет организацию такого контроля в связи с весьма незначительным содержанием примесей.

До последнего времени наиболее распространенными приборами для текущего контроля чистоты пара являются солемеры. Солемеры обычного типа (без дегазации) дают показания, во много раз превышающие действительное содержание примесей в паре.

Это объясняется влиянием на электропроводность проб не только растворенных в них солей и щелочи, но и пазов, особенно аммиака. Известно, что содержание в пробе 1 мг/л аммиака эквивалентно по электропроводности раствора содержанию в нем 3,6 мг/л NaCl, или 0,785 мг-экв/л щелочи.

В связи с этим возникла задача дегазации проб до поступления их в датчик солемера.

Практика работы солемеров Мостофина показала, что в связи с неполной дегазацией показания этих солемеров существенно, хотя и в меньшей степени, чем солемеров без дегазации, отличаются от действительного солесодержания пара. Поэтому и солемеры Мостофина могут использоваться лишь как сигнализаторы «бросков», т. е. резкого ухудшения качества пара.

В связи с непригодностью обычных химико-аналитических методов для анализа проб пара при малом содержании в нем примесей стали прибегать к «обогащению» проб, т. е. искусственному увеличению концентраций в них примесей в точно определяемое значительное число раз. Из приборов подобного типа наибольшее значение получили ионитовые фильтры, разработанные ВТИ. В последнее время получил применение соленаккумулятор М. А. Стыриковича. В этих приборах в течение большого промежутка времени (смена, сутки) происходит накопление примесей, содержащихся в исходной пробе, в первом случае при пропускании этой пробы через ионитовые фильтры, а во втором — при непрерывном упаривании пробы в специальном аппарате. Эти приборы позволяют достаточно точно определять

содержание примесей в пробе пара, но лишь в среднем за определенный отрезок времени, и не обеспечивают текущего контроля чистоты пара.

Мы полагаем, что прибор для текущего контроля чистоты пара должен удовлетворять следующим требованиям: а) непрерывность действия и регистрация показаний; б) высокая точность показаний; в) применимость обычных аналитических методов определений для анализа пробы после прибора; г) простота самого прибора и его обслуживания; д) малая инерционность прибора.

Создание такого прибора возможно при совместном осуществлении дегазации и обогащения, так как обогащение пробы позволяет существенно уменьшить влияние остаточного аммиака.

В самом деле, показания солемера соответствуют электропроводности пробы, которая определяется концентрацией растворенных в ней солей и аммиака<sup>1</sup>. При солесодержании пара 0,05 мг/кг и содержании в дегазированной пробе 0,1 мг/кг остаточного аммиака (при хорошей дегазации) электропроводность пробы за счет остаточного аммиака оказывается в 7 раз большей, чем за счет растворенных солей.

Влияние остаточного аммиака можно уменьшить, если, кроме дегазации, обеспечить обогащение пробы по нелетучим примесям перед поступлением ее в датчик солемера.

При достаточно значительном обогащении пробы по солям электропроводность ее будет определяться главным образом концентрацией растворенных солей, и в таком солемере с дегазацией и обогащением введение поправки на содержание в пробе остаточного аммиака не будет обязательным.

При использовании же показаний солемера только с дегазацией для суждения о действительной чистоте пара обязательно внесение поправки на остаточный аммиак. Поэтому солемеры с дегазацией, с успехом применяющиеся на электростанциях для фиксации резких ухудшений качества пара, не могут считаться пригодными для определения действительной чистоты пара<sup>2</sup>. Следует отметить, что и ухудшение чистоты пара в солемере с дегазацией и обогащением также будет фиксироваться отчетливее, чем в солемере только с дегазацией.

<sup>1</sup> Углекислота удаляется из пробы более полно, чем аммиак, и ее влияние на показания солемера меньше.

<sup>2</sup> Некоторое, хотя и небольшое, обогащение пробы имеет место и в солемере Мостофина. Однако это обогащение мало и неопределенно и поэтому не учитывается.

Наряду с повышением точности показаний солемера, обогащение пробы позволяет как бы повысить чувствительность аналитических методов анализа конденсата пара.

При отсутствии обогащения можно определить содержание примесей в паре только в том случае, если их концентрация  $S_{прим}$  мг/кг больше чувствительности соответствующего аналитического метода  $S_{чувств}$  мг/кг, т. е.

$$S_{прим} > S_{чувств} \quad (1)$$

В случае анализа пробы пара, обогащенной в  $\psi$  раз, концентрация солей в пробе стала в  $\psi$  раз больше, чем в исходном конденсате пара, и вместо неравенства (1) следует написать:

$$\psi S_{прим} > S_{чувств} \quad (2)$$

или

$$S_{прим} > \frac{S_{чувств}}{\psi}$$

Следовательно, минимальное содержание примесей, которое можно определить в конденсате пара, оказывается в  $\psi$  раз меньшим, чем чувствительность метода.

Солемер с обогащением будет тем совершеннее, чем больше будет степень обогащения. Однако степень обогащения должна быть не только достаточно большой и заранее известной, но, главное, практически постоянной.

Постоянство степени обогащения позволит градуировать шкалу солемера как по электропроводности обогащенной пробы, так и по соле-содержанию исходной пробы пара, уменьшив цену делений шкалы в  $\psi$  раз и давая на ней непосредственно значения солесодержания пара. Основная трудность, возникающая при создании солемеров с дегазацией и обогащением, заключается в необходимости обеспечить постоянство степени обогащения.

В МЭИ был предложен и разработан солемер с дегазацией и обогащением для непрерывного контроля чистоты насыщенного пара высокого давления, основанный на следующем принципе.

Как известно, теплосодержание насыщенного пара увеличивается с ростом давления до 25 ата, остается практически постоянным при давлениях от 25 до 40 ата и уменьшается при дальнейшем росте давления. В связи с этим при дросселировании насыщенного пара высокого давления вначале он будет увлажняться. От 40 до 25 ата влажность пара будет оставаться постоянной, а при дальнейшем дросселировании начнется его осушка вплоть до состояния сухого насыщенного пара и затем — перегрев пара. Влажность пара после дросселирования зависит только от начального и конечного давлений. Если начальное давление (давление в барабане котла) поддерживается постоянным, то, обеспечив постоянство конечного давления дросселирования, получим постоянную влажность пара после дросселирования. В процессе образования влаги будет происходить вымывание ею всех примесей, содержащихся ранее в паре, причем концентрация примесей в образовавшейся влаге будет тем больше,

чем меньше влажность пара после дросселирования. Если, далее, отделить эту влагу от пара, то будет получена проба пара, значительно обогащенная по солям по сравнению с конденсатом обычной пробы пара (без обогащения).

При отделении влаги в сепараторе основное количество аммиака и углекислоты уйдет вместе с паром, т. е. произойдет дегазация пробы.

Эту дегазированную и обогащенную пробу можно направить в датчик солемера обычного типа, снабженного указателем и регистратором.

Для солемера МЭИ наибольшее значение имеет выбор конечного давления дросселирования, так как при эксплуатации котла давление в барабане поддерживается постоянным.

При выборе конечного давления дросселирования нужно руководствоваться следующими соображениями:

1. Для обеспечения постоянства конечного давления дросселирования желательно присоединение устройства через линию сбросного пара к линии регулируемого отбора турбины; возможно присоединение к деаэратору повышенного или атмосферного давлений.

2. Чем выше давление сбросного пара, тем меньшими будут энергетические потери с ним.

3. Пар после дросселирования должен быть обязательно влажным, при этом влажность его не должна быть слишком мала во избежание снижения эффективности работы сепаратора; с другой стороны, при очень большой влажности пара степень обогащения может оказаться недостаточной.

Можно составить следующие соотношения, характеризующие зависимость степени обогащения от параметров пара до и после дросселирования:

$$W'' = \frac{i_n'' - i_n'}{r''} \cdot 100\%, \quad (3)$$

$$\psi_{теор} = \frac{100}{W''}, \quad (4)$$

где  $W''$  — влажность пара после дросселирования (без учета потери тепла в окружающую среду), %;

$i_n'$  и  $i_n''$  — соответственно теплосодержания насыщенного пара до и после дросселирования, ккал/кг;

$r''$  — теплота парообразования при конечном давлении дросселирования, ккал/кг;

$\psi_{теор}$  — теоретическая (без учета потери тепла в окружающую среду) степень обогащения.

Для иллюстрации на рис. 1 приведены значения влажности пара после его дросселирования и получающиеся при этом теоретические степени обогащения. Из рис. 1,а следует, что наименьшая степень обогащения для всех начальных давлений получается при дросселировании пара до давлений 25—40 ата. Для конечных давлений дросселирования, больше 40 и меньше 25 ата, степень обогащения увеличивается.

Действительная степень обогащения будет отличаться от теоретической, поскольку образующийся за счет потери тепла в окружающую среду конденсат будет разбавлять пробу и умень-

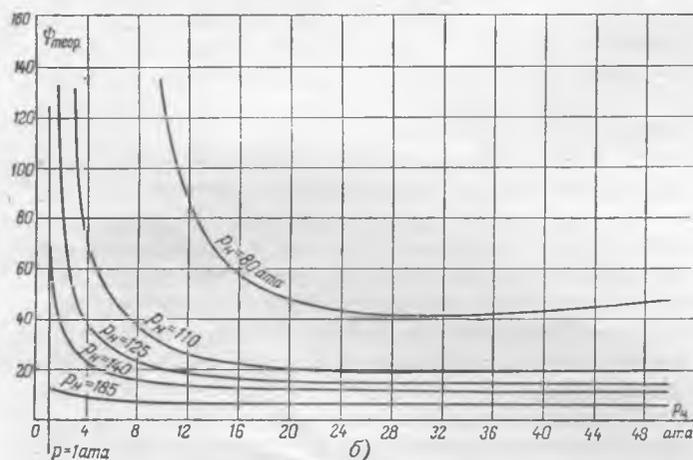
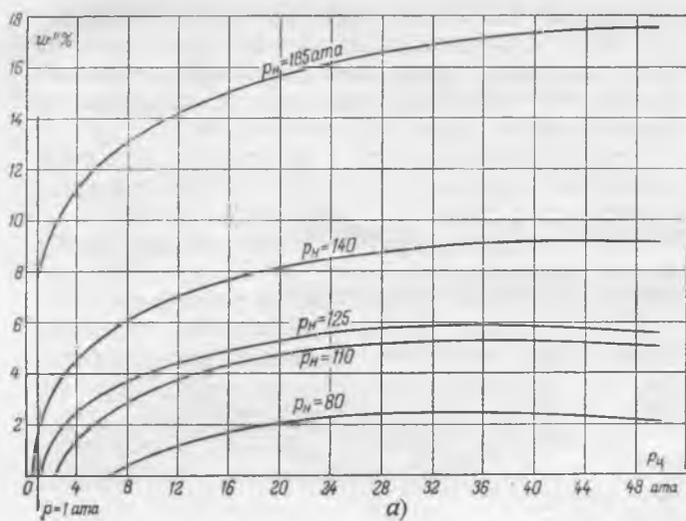


Рис. 1. Влажность пара после дросселирования (а) и теоретическая степень обогащения прсыбы насыщенного пара высокого давления при его дросселировании (б) в зависимости от начального ( $p_n$  атм) и конечного ( $p_k$  атм) давлений.

шать степень обогащения. Это можно выразить следующими соотношениями:

$$\psi_{теор} = \frac{D_{пробы}}{D_{вл}^{дрос}} \quad (5)$$

$$\psi = \frac{D_{пробы}}{D_{вл}^{дрос} + D_{вл}^{конд}} = \frac{1}{\frac{1}{\psi_{теор}} + \frac{Q_5/r''}{D_{пробы}}} \quad (6)$$

где  $\psi$  — действительная степень обогащения (с учетом потери тепла в окружающую среду);

$D_{пробы}$  — расход пробы насыщенного пара высокого давления, кг/час;

$D_{вл}^{дрос}$  и  $D_{вл}^{конд}$  — количества влаги, образующиеся соответственно в результате дросселирования и за счет потери тепла в окружающую среду, кг/час;

$Q_5$  — потеря тепла в окружающую среду, ккал/час.

Согласно уравнению (6) действительная степень обогащения тем больше и тем ближе к теоретической, чем меньше потеря тепла в окружающую среду. Поэтому, если влажность пара, получающаяся после дросселирования, достаточ-

на для эффективной сепарации, то вся установка должна тщательно изолироваться (желательна паровая рубашка у сепаратора). Только в отдельных случаях для увеличения влажности пара перед сепаратором целесообразно устройство не изолировать (например, начальное давление 80 атм).

Из уравнения (6) следует также, что действительная степень обогащения тем больше и тем ближе к теоретической, чем при тех же потерях в окружающую среду будет больше расход пробы пара.

Поэтому в тех случаях, когда теоретическая степень обогащения получается значительной, можно идти на относительно малые расходы пробы пара (60—80 кг/час). Если же теоретическая степень обогащения невелика, то необходимо не только тщательно изолировать все устройство, но и уменьшать влияние потери тепла в окружающую среду за счет увеличения расхода пробы пара (до 100÷150 кг/час).

Солемер МЭИ с обогащением и дегазацией пробы для текущего контроля чистоты насыщенного пара высокого давления был смонтирован и исследован на одной из тэц Мосэнерго ( $P_n = 136$  атм) и находится в постоянной эксплуатации<sup>3</sup>. На рис. 2 представлена схема экспериментальной установки.

Обогащенный по газам и обедненный по остальным примесям пар отводится в паропровод промежуточного отбора для дальнейшего использования его в системе электростанции. Отделившийся в циклоне сепарат представляет собой обедненную по газам и обогащенную по нелетучим примесям пробу. Эта проба по трубке 17, введенной в днище циклона заподлицо, поступает в холодильник 5 и затем к датчикам 6 солемера обычного типа. Расход этой пробы составляет 5—10 кг/час и устанавливается игольчатым вентилем 18. После датчиков солемера обогащенная проба может быть отобрана для аналитических определений. При этом результаты химико-аналитических определений, так же как и показания солемера, следует разделить на степень обогащения  $\psi$ .

Установка снабжена специальным устройством для поддержания постоянного уровня в сепараторе. Уровень в циклоне не может быть выше трубки 15, поднятой в центре циклона над его днищем на 20 мм. Трубка 15 соединена далее с конденсационным горшком 16, который периодически выпускает воду, если уровень в циклоне подымается. Постоянство уровня в циклоне важно потому, что при завышенном уровне может ухудшиться сепарация в циклоне и увеличиться инерционность прибора, а при заниженном уровне возможен захват пара в холодильник 5 вместе с обогащенной пробой, в связи с чем уменьшится степень обогащения и ухудшится дегазация пробы. Поэтому расход через датчик солемера должен быть отрегулирован таким образом, чтобы имел место небольшой сброс влаги через конденсационный горшок.

<sup>3</sup> Работа проведена совместно с работниками тэц Мосэнерго.

Дегазация и влияние остаточного аммиака на показания солемера МЭИ

Фтеор	Фдейст	NH <sub>3</sub> , мг/кг			Дегазация, %	Влияние остаточного аммиака в пересчете на NaCl, мг/кг		Солесодержание пара по солемеру МЭИ, мг/кг (без SiO <sub>2</sub> )			
		по солемеру МЭИ		исходная проба		на показания солемера	на солесодержание пара	показания солемера без учета остаточного аммиака	солесодержание пара без учета остаточного аммиака	показания солемера с учетом остаточного аммиака	солесодержание пара с учетом остаточного аммиака
		проба после дегазации	сбросной пар								
21,3	19,0	0,05	0,6	0,25	80,0	0,18	0,0095	1,15	0,061	0,97	0,051
19,6	17,9	0,05	0,4	0,4	87,5	0,18	0,0101	1,18	0,066	1,00	0,056
18,9	17,4	0,07	0,5	0,35	80,0	0,25	0,0143	1,23	0,071	0,98	0,056
20,8	19,8	0,03	0,4	0,27	88,9	0,11	0,0055	1,02	0,051	0,91	0,046
19,6	17,8	0,03	0,63	0,25	88,0	0,11	0,0062	1,05	0,059	0,94	0,053

После пуска устройства были определены потери тепла в окружающую среду и действительная степень обогащения. Для этого мерными бачками 9 измерялся расход образовавшейся влаги, т. е. расход обогащенной пробы  $D_{вал}^{дрос} + D_{вал}^{конд}$ , и мерной шайбой 10 с дифманометром 11 — расход обедненного пара  $D_n^{обедн}$ .

Действительная степень обогащения определялась по формуле

$$\psi = \frac{D_{вал}^{дрос} + D_{вал}^{конд} + D_n^{обедн}}{D_{вал}^{дрос} + D_n^{конд}} \quad (6a)$$

В опытах эта величина была переменной (от 17,5 до 19,5) в связи с тем, что промежуточный отбор турбины на данной тэц нерегулируемый.

Затем проводились исследования дегазации в приборе путем определения содержания аммиака в трех пробах: идущей на солемер, в сбрасываемой по линии 7 и в исходной насыщенной пара. Содержание углекислоты не определялось, так как влияние ее на электропроводность гораздо меньше, чем аммиака.

Результаты исследования дегазации приведены в табл. 1. Как следует из этой таблицы, глубина дегазации примерно такая же, как и в солемере Мостофина. Однако в солемере МЭИ влияние остаточного аммиака на величину солесодержания пара во много раз меньше в связи с обогащением пробы и составляет всего 10—20%.

Таблица 2

Сравнение чистоты насыщенного пара, определенной по солемеру МЭИ с дегазацией и обогащением и по ионитовым фильтрам (по данным Химической службы Мосэнерго)

Номер; дата опыта	Действительная кратность обогащения	Солесодержание пара, мг/кг	
		по ионитовым фильтрам с учетом обогащения	по солемеру МЭИ с учетом обогащения (без поправки на остаточный аммиак)
1; 7/X 1952 г.	17,0	0,0590	0,062
2; 8/X 1952 г.	17,0	0,0583	0,058
3; 10/III 1953 г.	15,3	0,147	0,183
4; 16/III 1953 г.	16,5	0,102	0,123
5; 16/III 1953 г.	16,5	0,130	0,150
6; 7/IV 1953 г.	16,8	0,082	0,0904
7; 7/IV 1953 г.	16,5	0,115	0,110
8; 8/IV 1953 г.	16,6	0,072	0,080

Из табл. 1 и 2 следует, что действительное солесодержание насыщенного пара (без кремниевой кислоты) для котла, на котором установлено

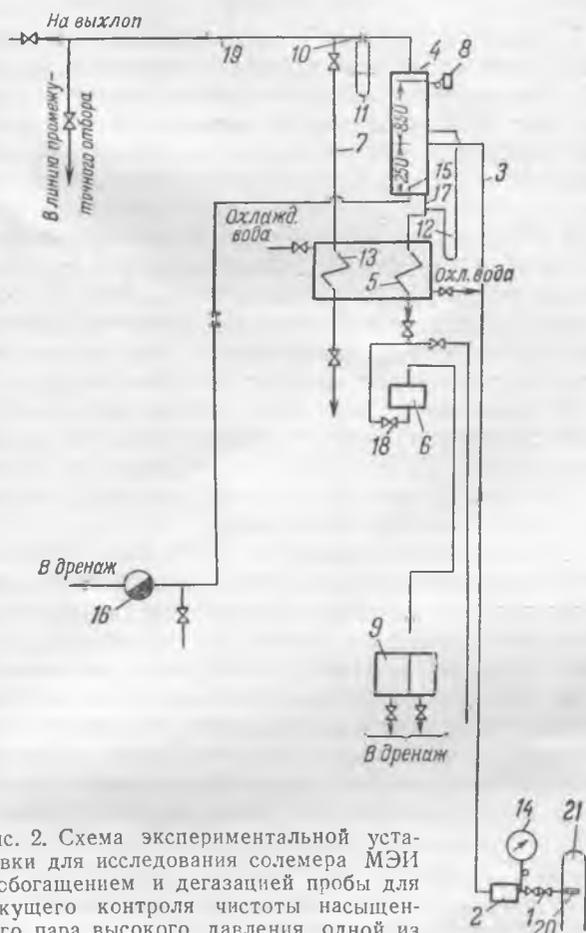


Рис. 2. Схема экспериментальной установки для исследования солемера МЭИ с обогащением и дегазацией пробы для текущего контроля чистоты насыщенного пара высокого давления системы одной из тэц Мосэнерго.

1—запорные вентили высокого давления; 2—набор дроссельных шайб; 3—подрод увлажненной пробы в циклон; 4—циклон; 5—холодильник обогащенной и дегазированной пробы; 6—датчик солемера обычного типа; 7—отбор пробы пара, обедненного по нелетучим примесям и обогащенного по газам; 8—манометр для измерения конечного давления дросселирования; 9—мерные бачки для измерения обогащенной пробы; 10—мерная шайба для определения расхода обедненного пара; 11 и 12—дифманометры; 13—холодильник пробы пара, обедненного по нелетучим примесям и обогащенного по газам; 14—манометр; 15—регулятор уровня; 16—конденсационный горшок; 17—отвод обогащенной, дегазированной пробы; 18—ингльчатый вентиль; 19—отвод пара после циклона в линию промежуточного отбора; 20—щелевая паротворная трубка; 21—паропровод насыщенного пара.

исследуемое устройство, составляет всего 0,05—0,18 мг/кг. Такая чистота пара могла ранее определяться только ионитовыми фильтрами и то лишь для осредненных проб.

Обогащенная проба после датчиков солемера может быть отобрана для анализа. При этом в связи с обогащением соответственно увеличивается точность аналитических определений, что имеет большое значение для таких примесей, содержание которых в паре весьма мало. Это может быть показано на данных аналитических определений  $\text{Cl}$ -иона в насыщенном паре данной станции, приведенных в табл. 3. При отсутствии обогащения нефелометрическое определение  $\text{Cl}$ -иона в исходной пробе пара оказывается практически невозможным. Даже в тех случаях, когда в исходной пробе пара определяется содержание  $\text{Cl}$ -иона, количественные данные не могут быть признаны надежными, так как они находятся на границе точности определений. В то же время определение  $\text{Cl}$ -иона в обогащенной пробе никаких затруднений не встречает, так как определяемые количества намного больше точности аналитического определения  $\text{Cl}$ -иона.

При определениях щелочности пара на точность влияет уже не только степень обогащения, но и дегазация пробы, так как содержание аммиака влияет на результаты аналитических определений щелочности пробы. Результаты соответствующих определений, приведенных в табл. 3,

Таблица 3

Содержание  $\text{Cl}$ -иона и щелочность насыщенного пара станции

Фильтр	Фильтр	Содержание $\text{Cl}$ -иона в паре, мг/кг			Щелочность пара, мкг-экв/л		
		исходная проба без обогащения	обогащенная проба после солемера МЭИ	исходная проба с учетом обогащения	исходная проба без дегазации и обогащения	обогащенная и дегазированная проба после солемера МЭИ	исходная проба с учетом обогащения
20,3	18,1	0,05	0,15	0,008	125,0	89,2	4,93
21,0	19,6	0	0,8	0,041	107,0	46,4	2,37
20,6	18,3	0	0	0	71,30	53,6	2,93
19,6	17,9	0	1,1	0,081	85,8	78,7	4,39
18,9	17,4	0	0,70	0,04	103,5	82,2	4,73

показывают, что наличие аммиака в исходной пробе пара резко искажает результаты анализа пара на щелочность. Действительная же щелочность пара оказалась в 20—25, а в одном случае даже в 40 раз меньше, чем по анализам исходной пробы. Эти данные свидетельствуют о том, что при отсутствии обогащения и дегазации проб определения щелочности пара, содержащего значительное количество аммиака, имеют смысл только

в том случае, если определяется содержание аммиака в анализируемой пробе с целью введения соответствующей поправки в результаты анализа щелочности пара<sup>4</sup>. Это обстоятельство особенно важно отметить потому, что контроль чистоты пара на станциях ведется в настоящее время именно по щелочности насыщенного и перегретого пара (без определения содержания аммиака).

Решая вопросы текущего контроля чистоты пара, солемер МЭИ облегчает также и определение соледержания пара с помощью ионитовых фильтров или соленакопителей, причем время включения этих приборов в связи с обогащением пробы значительно сокращается. Солемер при этом находится в работе непрерывно, а соленакопитель или фильтр периодически включаются последовательно с солемером (на пробе после датчиков солемера). В табл. 2 приведены результаты проверки работы солемера МЭИ по данным ионитовых фильтров, устанавливаемых последовательно с солемером МЭИ. Как видно из этой таблицы, регистрируемые показания солемера МЭИ дают достаточно хорошее совпадение с результатами определения чистоты пара по ионитовым фильтрам.

## Выводы

1. Эксплуатационный опыт работы солемера МЭИ и проверка его работы Химической службой Мосэнерго позволяют сделать вывод о том, что этот прибор может с успехом применяться для высокого и сверхвысокого давлений (от 80 атм и выше) для текущего контроля чистоты насыщенного пара. Солемер МЭИ является простым и надежным устройством и не требует специального обслуживания. Инерционность прибора мала и тем меньше, чем короче участок от сепаратора до датчиков солемера. Случаи ухудшения пара фиксируются своевременно, что позволяет вести корректировку водного режима котла.

Обогащение и дегазация пробы в солемере МЭИ позволяют иметь регистрируемые и точно определяемые показания чистоты пара и существенно раздвигают границы применимости обычных аналитических определений.

2. Недостатком солемера МЭИ является увеличение расхода пара на него в сравнении с расходом пара на солемер Мостофина. На солемер МЭИ расходуется от 50—70 до 100 кг/час, в то время как на солемер Мостофина достаточно 15 кг/час. Но пар после солемера МЭИ используется в схеме станции при давлении промежуточного отбора, в то время как пар после солемера Мостофина полностью теряется. Поэтому увеличение энергетической потери происходит небольшое.

<sup>4</sup> Необходимо при этом предварительно удалить из пробы пара углекислоту, так как наличие последней, наоборот, занижает данные анализа на щелочность.

## ОТ РЕДАКЦИИ

*Солемеры с дегазацией и обогащением должны стать основными приборами для контроля чистоты пара. Необходимо, чтобы оборудование солемеров с дегазацией и обогащением вплоть до датчиков солемеров входило в поставку котлостроительных заводов. Наряду с этим нужно возобновить выпуск датчиков типа ЦЛЭМ с регистраторами к ним.*

*Описанный в статье прибор свидетельствует о приоритете советской техники в вопросе электрометрического контроля чистоты пара по обогащенным пробам.*



# Исследование режима пуска предвключенной турбины высокого давления

Инж. А. Г. Прокопенко и инж. Н. Н. Травин

Режим пуска турбины высокого давления должен быть таким, чтобы при минимальном времени его было обеспечено отсутствие задеваний вращающихся частей о неподвижные части и термические напряжения в частях турбины не превышали допустимых.

В период пуско-наладочных работ были проведены исследования, цель которых — выяснение оптимального режима прогрева, пуска и принятия нагрузки предвключенной одноцилиндровой активной турбины высокого давления типа ВР-18,

Поэтому принятая схема измерений (рис. 2) должна была выявить условия прогрева или остывания именно этой части корпуса турбины.

Точки измерений температуры шпильки находятся в одних горизонтальных плоскостях; расстояние этих точек и мест измерений температур фланцев от внутренней стенки корпуса одинаково (рис. 3).

Температура корпуса измерялась вверху и внизу, а клапанной коробки — спереди и сзади.

Схема расположения указателей тепловых рас-

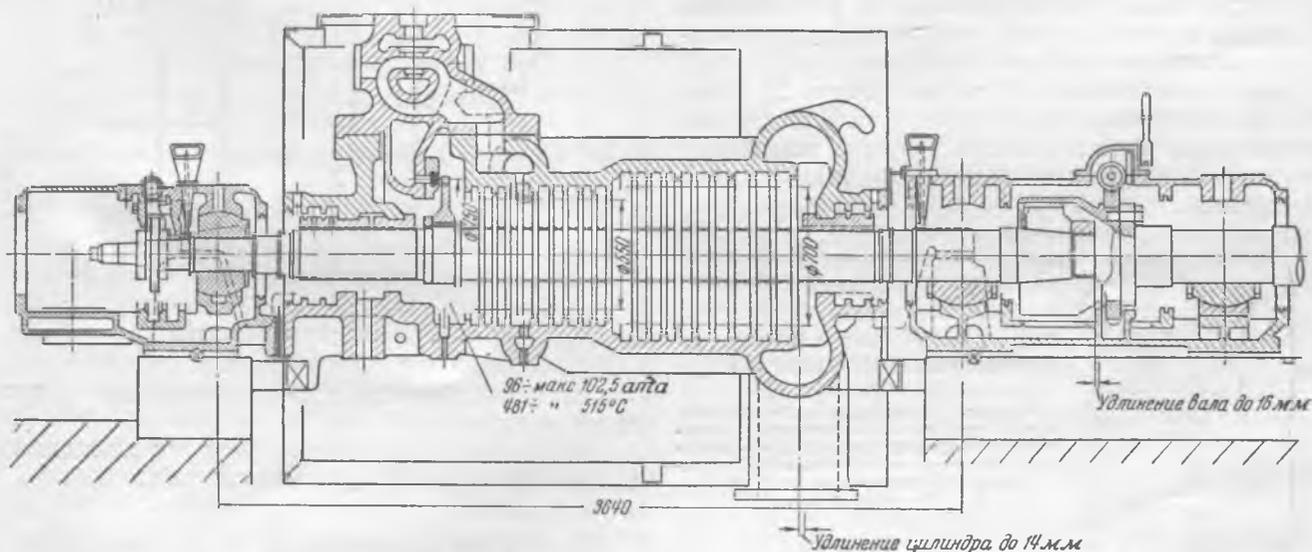


Рис. 1. Турбина типа ВР-18.

на 18 тыс. квт, со скоростью вращения 3000 об/мин (рис. 1), предназначенной для работы свежим паром 109—125 атм и 500—520°С; противодавление 17 атм. Температурные удлинения корпуса и ротора направлены в сторону генератора. К конструктивным особенностям турбины относятся: небольшие зазоры в уплотнениях и проточной части, незначительный вес ротора по сравнению с весом статора и возможность перемещения ротора на работающей турбине приспособлением, установленным у упорного подшипника турбины.

## Схема измерений

Наиболее высокая температура пара и наиболее массивные детали (фланцы) сосредоточены в зоне регулирующей ступени, где и можно ожидать максимальной разности температур и самых больших напряжений при пуске.

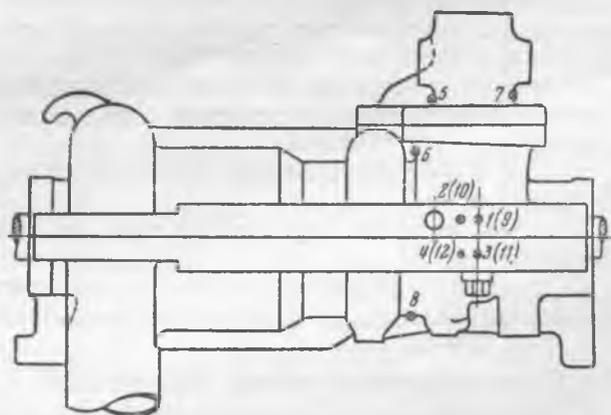


Рис. 2. Расположение термомпар на турбине (вид слева). 1—термомпара в верхней час и шпильки; 2—термомпара в верхнем фланце; 3—термомпара в нижней части шпильки; 4—термомпара в нижнем фланце; (9), (10), (11), (12)—указаны термомпары, установленные аналогично термомпарам 1, 2, 3 и 4, но с правой стороны; 5—термомпара в задней части клапанной коробки; 6—термомпара в верхней части цилиндра; 7—термомпара в передней части клапанной коробки; 8—термомпара в нижней части цилиндра.

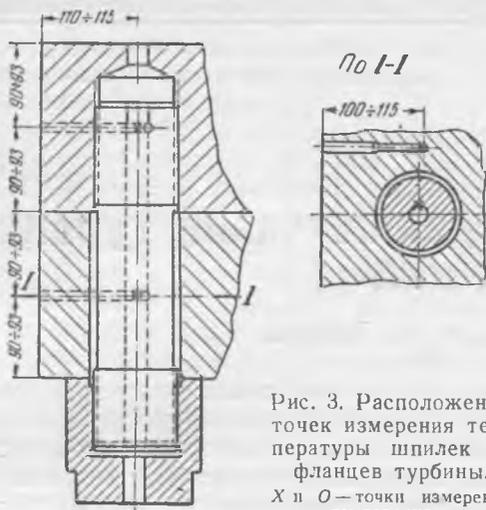


Рис. 3. Расположение точек измерения температуры шпилек и фланцев турбины. X и O — точки измерения температуры.

ширений турбины приведена на рис. 4. Относительное перемещение ротора и расширение статора измерялись указателем, установленным на крышке среднего подшипника. Для контроля симметричности расширения правой и левой половин цилиндра были сконструированы и установлены у правой и левой задних лап корпуса два указателя расширения корпуса турбины.

При сравнительной простоте (всего 15 точек измерений) примененная схема установки измерительных приборов позволила получить достаточно ясную картину режима пуска и принятия нагрузки турбины.

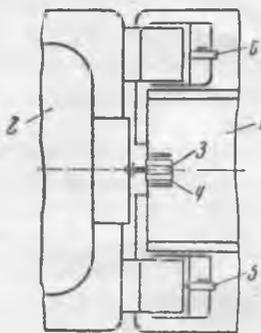


Рис. 4. Схема расположения указателей тепловых расширений турбины.

1—средний подшипник; 2—хвостовая часть турбины; 3—указатель относительного перемещения ротора; 4—указатель удлинения корпуса по оси; 5—указатель удлинения корпуса справа; 6—то же слева.

Из намеченной подробной программы работ по условиям эксплуатации удалось провести следующие исследования:

- 1) прогрев турбины из холодного состояния до холостого хода при начале прогрева паром из магистралей противодействия;
- 2) остывание турбины после остановки, а также частично;
- 3) набор нагрузки турбиной от нуля до полной мощности;
- 4) прогрев турбины из холодного состояния до холостого хода при начале прогрева на выхлоп.

### Способы прогрева турбины

Схема установки предвключенной турбины (рис. 5) позволяет производить прогрев турбины двумя способами:

- 1) с предварительным прогревом турбины паром 18 ата, т. е. начинать прогрев турбины при работающем валоповоротном устройстве паром

из магистралей противодействия 18 ата, постепенно поднять давление в турбине до величины давления в магистралах 18 ата, отключить валоповоротное устройство, толкнуть турбину свежим паром и дальше вести прогрев при вращении турбины;

- 2) на выхлоп в атмосферу, т. е. начинать прогрев турбины свежим паром при работе на выхлоп, при малой скорости вращения перейти на противодействие и затем продолжать прогрев, увеличивая постепенно скорость вращения.

Первый способ позволяет легко и точно регулировать начальный период прогрева турбины и обеспечивает пуск и прогрев при вращении турбины и работе на противодействие. При втором способе необходимо переходить на работу с противодействием 18 ата при вращении турбины, что менее надежно и удобно в эксплуатации, так как связано с перестановкой в работе предохранительного клапана при переводе турбины на противодействие.

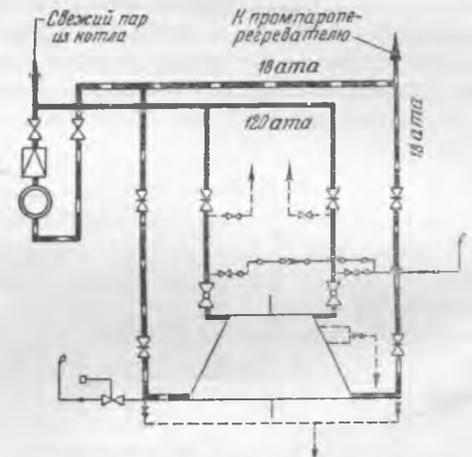


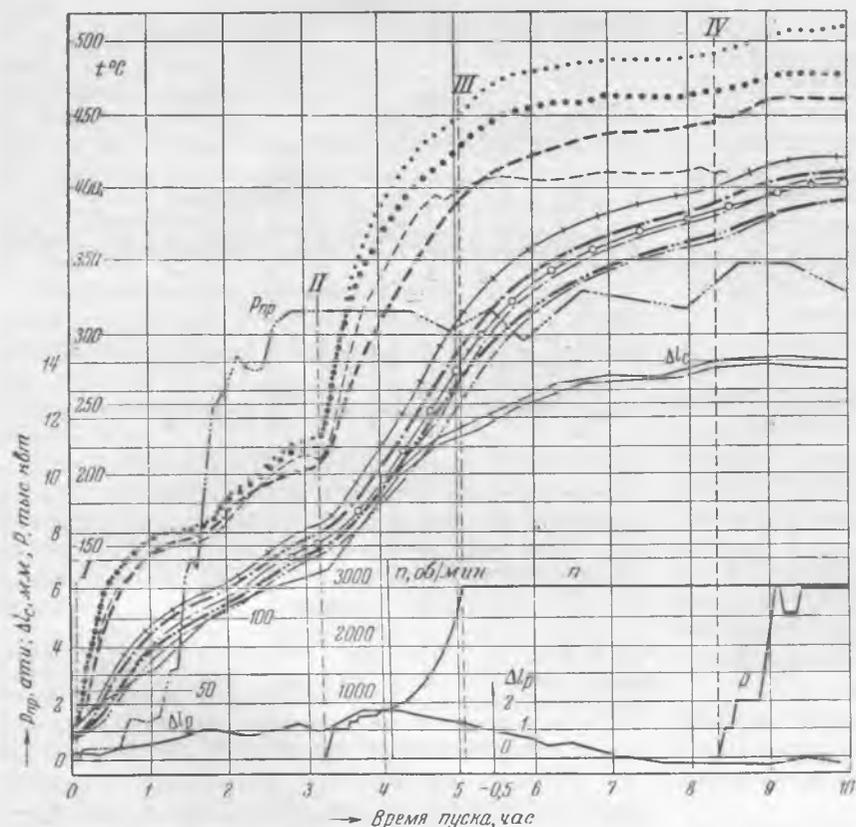
Рис. 5. Схема установки турбины.

Исследование режима пуска производилось только при пуске по первому способу.

### Прогрев цилиндра и клапанной коробки

Кривые хода температур при прогреве и пуске из холодного состояния, когда изоляция и обшивка турбины были почти окончены (рис. 6), показывают, что в первые 20 ÷ 25 мин. прогрева холодной турбины, несмотря на низкое давление пара в цилиндре и клапанной коробке (1—2 ата), скорость прогрева цилиндра очень велика — около 3,5 ÷ 4° С/мин. Объясняется это энергичной конденсацией пара на холодных внутренних поверхностях цилиндра. С приближением температуры цилиндра к температуре насыщения, несмотря на возрастание давления пара до 10 ÷ 14 ата, в следующие 1,5 часа скорость прогрева падает приблизительно до 1° С/мин. Наконец, при повышении давления до 16 ата и прогреве паром этого давления температура цилиндра и клапанной коробки в течение около 1,5 час. возрастает всего на 30 ÷ 35° С, т. е. скорость прогрева равна всего 0,3 ÷ 0,4° С/мин.

Разности температур между верхней и нижней частями цилиндра в процессе прогрева паром



- температура клапанной коробки сзади;
- то же, спереди;
- — — температура цилиндра вверху;
- — — то же внизу;
- — — температура левого верхнего фланца;
- — — то же, правого верхнего фланца;
- — — температура левого нижнего фланца;
- — — то же, правого нижнего фланца;
- — — температура вверху левой шпильки;
- — — температура вверху правой шпильки;
- — — температура внизу левой шпильки;
- — — температура внизу правой шпильки;
- — — удлинение корпуса и относительное рото, а. скорость вращения, мощность;
- — — пуск турбины при плохой изоляции;
- — — противодействие;
- — — пуск турбины при почти оконченной изоляции.

Рис. 6. Пуск из холодного состояния (изоляция и обшивка турбины почти окснчены).

I — начало прогрева паром 18 ата; II — толчок ротора; III — достижение номинальной скорости вращения (холостой ход); IV — начало принятия нагрузки.

18 ата почти нет. Это объясняется тем, что стенки обгреваются конденсатом греющего пара, равномерно конденсирующимся по всей поверхности цилиндра и клапанной коробки. Вследствие очень малых скоростей пара в цилиндре и клапанной коробке их нагрев практически прекращается после достижения стенками цилиндра и клапанной коробки температуры насыщения пара 18 ата приблизительно 200 ÷ 210°С, поэтому дальнейший прогрев паром 18 ата нецелесообразен.

Изменение расширения корпуса аналогично ходу прогрева. Так, в первые 20 ÷ 25 мин. корпус удлиняется на 1,5 мм, т. е. скорость удлинения достигает 4,5 мм/час, затем через 1,5 часа оно составляет 5,0 ÷ 5,5 мм, т. е. скорость его около 2 мм/час, а последующие 1,5 часа прогрева паром 18 ата вызывают удлинение всего на 1,0 ÷ 1,4 мм.

После толчка ротора при прогреве на 500 ÷ 700 об/мин скорость прогрева корпуса и клапанной коробки резко возрастает, достигая в первые 45 ÷ 50 мин. для цилиндра 2 ÷ 3°С/мин, а для клапанной коробки 3 ÷ 4°С/мин. Столь быстрый рост температуры происходит вследствие поступления со значительной скоростью в цилиндр и клапанную коробку свежего пара с температурой 400 ÷ 450°С. Расширение корпуса также быстро возрастает и достигает 10 ÷ 10,5 мм, т. е. скорость его 4,5 мм/час. В этот период отмечается опережение в нагреве нижней части цилиндра (рис. 7). Период увеличения скорости вращения от 1000 об/мин до нормальных — 3000 об/мин

(50 ÷ 55 мин.) характеризуется замедлением скорости прогрева цилиндра и клапанной коробки до 1,5 ÷ 1,7°С/мин и скорости расширения корпуса до 1,5 мм/час. Разница температур между верхней и нижней частями цилиндра уменьшается и через 10—15 мин. после увеличения скорости вращения до номинальной исчезает. По достижении номинальной

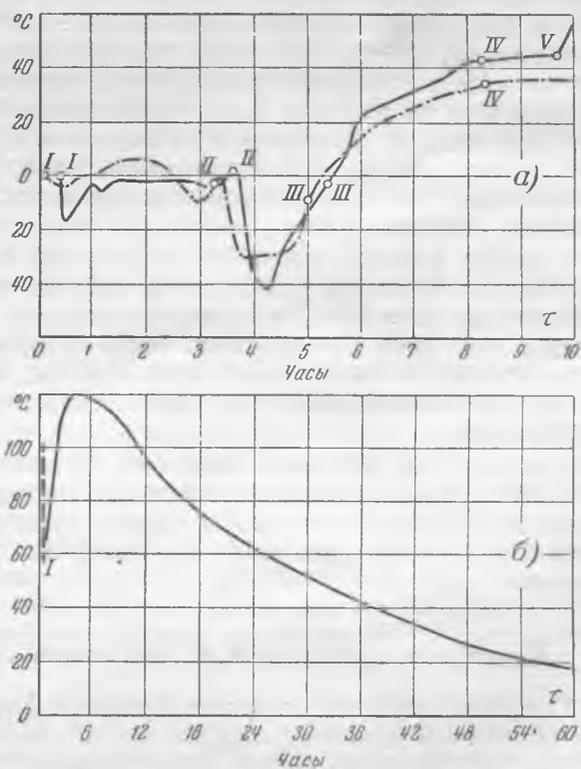


Рис. 7. Разность температур верхней и нижней половины цилиндра при пусках (а) и при остывании (б). Обозначения те же, что и на рис. 6.

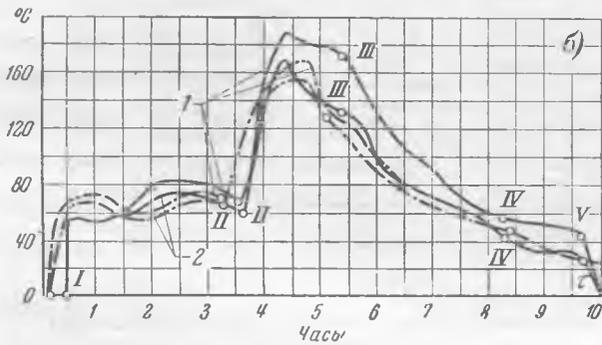
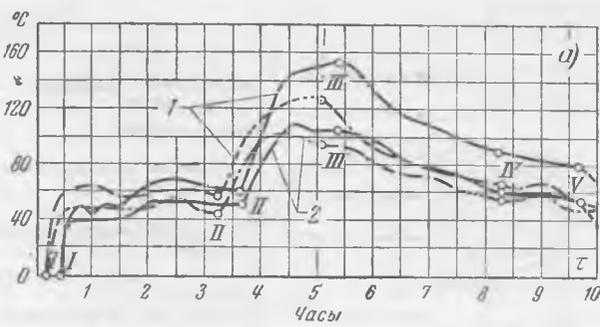


Рис. 8. Разность температур верхней половины цилиндра и верхних фланцев (а) и нижней половины цилиндра и нижних фланцев (б).

1—правый фланец; 2—левый фланец. Остальные обозначения те же, что и на рис. 6.

скорости вращения температура цилиндра равна  $390 \div 400^\circ\text{C}$ , клапанной коробки  $430 \div 440^\circ\text{C}$ , а удлинение корпуса  $11,5 \div 12 \text{ мм}$  (см. рис. 6).

Прогрев на холостом ходу при скорости вращения 3000 об/мин в течение  $3 \div 3,5$  час. вызывает повышение температуры верхней части корпуса и клапанной коробки всего на  $50 \div 55^\circ\text{C}$ , удлинения на  $2 \div 2,5 \text{ мм}$ . Возрастание удлинения частично вызвано перегревом хвоста турбины. При прогреве на холостом ходу нижняя половина цилиндра почти не нагревается, разница температуры между нею и верхней половиной растет и достигает  $40 \div 50^\circ\text{C}$ , оставаясь неизменной после принятия нагрузки.

В процессе увеличения нагрузки до 8 тыс. квт температура цилиндра и клапанной коробки повышается на  $10 \div 20^\circ\text{C}$ , а удлинение корпуса на  $0,3 \div 0,6 \text{ мм}$ . Через 20—30 мин. после нагружения температура цилиндра стабилизируется, изменяясь лишь в зависимости от изменения температуры свежего пара.

При пуске из состояния неполного остывания характер нагрева корпуса и клапанной коробки в соответствующих интервалах был аналогичен характеру прогрева при пуске из холодного состояния.

### Прогрев фланцев и шпилек

Характер изменения скорости прогрева фланцев аналогичен прогреву корпуса, но вследствие большей отдачи тепла нагрев фланцев отстает от нагрева корпуса (рис. 8). Верхние фланцы прогреваются быстрее нижних. Через  $20 \div 25$  мин. после начала прогрева паром 18 ата разность

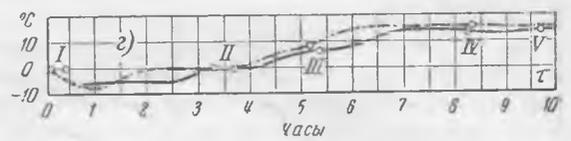


Рис. 9. Разность температур:верху шпильки и верхнего фланца слева (а); внизу шпильки и нижнего фланца слева (б);верху шпильки и верхнего фланца справа (в); внизу шпильки и нижнего фланца справа (г). Обозначения те же, что и на рис. 6.

температур корпуса и фланцев достигает  $50 \div 80^\circ\text{C}$ . После толчка ротора, через  $40 \div 45$  мин., эта разность для нижней половины цилиндра доходит до  $180^\circ\text{C}$  (рис. 8,б), а для верхней до  $130^\circ\text{C}$ , понижаясь постепенно с прогревом турбины, и практически стабилизируется, достигая  $40^\circ\text{C}$  для верхней половины и  $20 \div 25^\circ\text{C}$  для нижней, через  $3,0 \div 2,5$  часа после взятия нагрузки. В момент взятия нагрузки разность температур верхней половины цилиндра и ее фланцев  $60 \div 90^\circ\text{C}$ , а нижней и ее фланцев  $40 \div 55^\circ\text{C}$ . Разница температур верхних и нижних фланцев остается во все время работы турбины в пределах  $15 \div 22^\circ\text{C}$ .

При прогреве турбины температура шпилек была на  $10 \div 20^\circ\text{C}$  выше температуры фланцев, оставаясь такой, заметно не уменьшаясь и не увеличиваясь во все время работы турбины под нагрузкой (рис. 9). Это можно объяснить тем, что шпильки ввернуты в верхние, более горячие фланцы, а теплоотдача от шпилек затруднена.

Прогрев турбины неизменно сопровождался тепловым перекосом (разностью температур между правыми и левыми фланцами), достигавшем в начале прогрева на оборотах у слабо изолированной турбины  $40 \div 50^\circ\text{C}$  (рис. 10), а у турби-

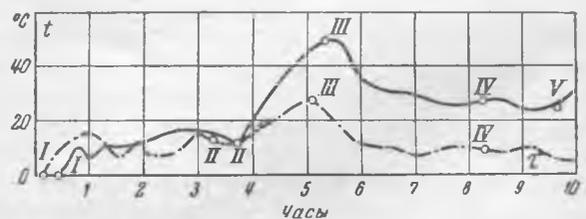


Рис. 10. Разность температур (температурный переко) между правым и левым верхними фланцами. Обозначения те же, что и на рис. 6 и 7.

ны с почти оконченной изоляцией  $10 \div 20^\circ \text{C}$ . Через  $2 \div 3$  часа после взятия нагрузки температуры правых и левых фланцев выравнивались.

Характер прогрева фланцев и шпилек при пусках из не вполне остывшего состояния аналогичен прогреву при пуске из холодного состояния.

## Относительное удлинение ротора

Минимальный осевой зазор в заднем лабиринтовом уплотнении турбины, лимитирующий относительное удлинение ротора,  $2,5 \text{ мм}$ , а относительное укорочение —  $2 \text{ мм}$ . Кроме того, укорочение ротора лимитируется минимальным зазором в проточной части.

Относительное удлинение ротора достигает  $0,5 \text{ мм}$  в первые 10 мин. прогрева (рис. 6), но затем в течение почти 3 час., до начала прогрева на оборотах, возрастает всего до  $1,1 \div 1,2 \text{ мм}$ . С повышением скорости вращения растет относительное удлинение, достигая максимума  $1,6 \div 1,8 \text{ мм}$  при 1 000 об/мин. Дальнейший прогрев при подъеме оборотов до нормальных вызывает плавное снижение относительного удлинения и к моменту взятия нагрузки, т. е. через 3,5 часа, падает до нуля, происходит даже некоторое относительное укорочение ротора на  $0,1 \div 0,2 \text{ мм}$  вследствие охлаждения паром перегретых при холостом ходе последних ступеней.

При пуске из состояния неполного остывания, когда температура фланцев была  $220 \div 250^\circ \text{C}$ , а верхней части корпуса  $300^\circ \text{C}$ , наблюдалось укорочение ротора на  $1,0 \text{ мм}$ , вызванное охлаждением ротора паром 18 ата, который был холоднее, чем стенки цилиндра и ротор. Через  $12 \div 15$  мин. после толчка ротора относительного укорочения не было. В период подъема оборотов относительное удлинение не превосходило  $1,0 \text{ мм}$ , максимум наблюдался при 800 об/мин.

Изменение относительного удлинения ротора при пуске турбины, когда фланцы имели температуру  $120\text{—}130^\circ \text{C}$ , ничем не отличалось от соответствующего удлинения при пуске из холодного состояния.

Таким образом, было установлено следующее:

1. Время прогрева турбины с хорошей изоляцией меньше времени, необходимого для прогрева плохо изолированной турбины. Установка изоляции и кожуха существенно уменьшает разность температур между корпусом и фланцами (см. рис. 8), температурный перекося между фланцами правой и левой сторон цилиндра (см. рис. 10), а также делает процесс прогрева более плавным, поэтому необходимо дополнительно изолировать фланцы и тщательно изолировать всю турбину.

2. Время прогрева при работе валоповоротного устройства паром 18 ата можно сократить с 3 час. до  $40\text{—}50$  мин. Во-первых, увеличив скорость подъема давления в цилиндре турбины, следовательно, увеличив скорость прогрева, которая в начале прогрева паром 18 ата составляла  $3\text{—}4^\circ \text{C}/\text{мин}$ ., а затем снижалась. За счет быстреего подъема давления ее можно удерживать в пределах  $2\text{—}3^\circ \text{C}/\text{мин}$ . во все время прогрева паром 18 ата. Во-вторых, заменив прогрев цилиндра паром 18 ата от температуры  $170\text{—}180^\circ \text{C}$  до температуры  $200\text{—}210^\circ \text{C}$  прогревом на

оборотах свежим паром, так как в первом случае этот прогрев на  $30\text{—}40^\circ \text{C}$  осуществляется в  $80\text{—}90$  мин., а во втором в  $8\text{—}10$  мин. (см. рис. 6).

3. Разность температур корпуса и фланцев с увеличением скорости прогрева паром 18 ата возрастает незначительно (см. рис. 6 и 8). Учитывая, что при прогреве на оборотах она в 2 раза больше, чем при прогреве на валоповороте (см. рис. 8), скорость прогрева на валоповороте паром 18 ата можно значительно увеличить.

4. Относительное удлинение ротора в процессе прогрева паром из магистралей 18 ата позволяет значительно увеличить скорость прогрева.

5. Увеличить скорость прогрева при изменении скорости вращения от 0 до 3 000 об/мин нельзя вследствие большой разности температур между корпусом и фланцами и резкого увеличения относительного удлинения ротора (см. рис. 6 и 8).

6. Температурный перекося не создает значительной разности удлинений правой и левой частей цилиндра (см. рис. 6), очевидно, что и напряжения от него крайне незначительны.

7. Напряжения, возникающие в стенках цилиндра вследствие разности температур наружной и внутренней поверхностей, невелики, так как разность температур лежит в пределах  $7\text{—}12^\circ \text{C}$ .

8. После увеличения скорости вращения в течение длительного времени температура цилиндра повышается незначительно, разница температур цилиндра и фланцев быстро уменьшается (см. рис. 8), поэтому прогрев на холостом ходу может быть очень коротким и через  $10\text{—}20$  мин. по достижении нормальной скорости вращения можно начинать нагружать турбину.

9. Из-за незначительного роста давления внутри цилиндра в процессе принятия нагрузки до  $7\text{—}8$  тыс. квт, следовательно, роста напряжений в его стенках и шпильках, а также по причинам, изложенным в п. 8, принимать нагрузку можно со скоростью  $500 \text{ квт}/\text{мин}$  до нагрузки в  $7\text{—}8$  тыс. квт.

10. Для выравнивания температур в цилиндре и фланцах необходимо проработать при нагрузке  $7\text{—}8$  тыс. квт в течение  $2\text{—}2,5$  часа вместо длительного прогрева турбины на холостом ходу.

11. Дальнейшую нагрузку турбины до полной мощности можно производить также со скоростью  $500 \text{ квт}/\text{мин}$  вследствие незначительного роста температуры корпуса с увеличением нагрузки.

12. Для новых турбин следует рекомендовать ввертывать шпильки в верхний более горячий фланец. При такой установке ни в процессе прогрева, ни в процессе принятия нагрузки температура шпилек не отстает от температуры фланцев (даже несколько превышает ее, что видно из рис. 9); следовательно, дополнительных напряжений в шпильках не возникает, и этот фактор не лимитирует скорости прогрева турбины.

На основании полученных при исследовании данных и исходя из условий равномерного прогрева турбины в течение всего периода пуска составлен график режима пуска турбины из холодного состояния, т. е. из такого состояния, при котором удлинение статора не превышает  $1,5 \text{ мм}$ , представленный на рис. 11,а.

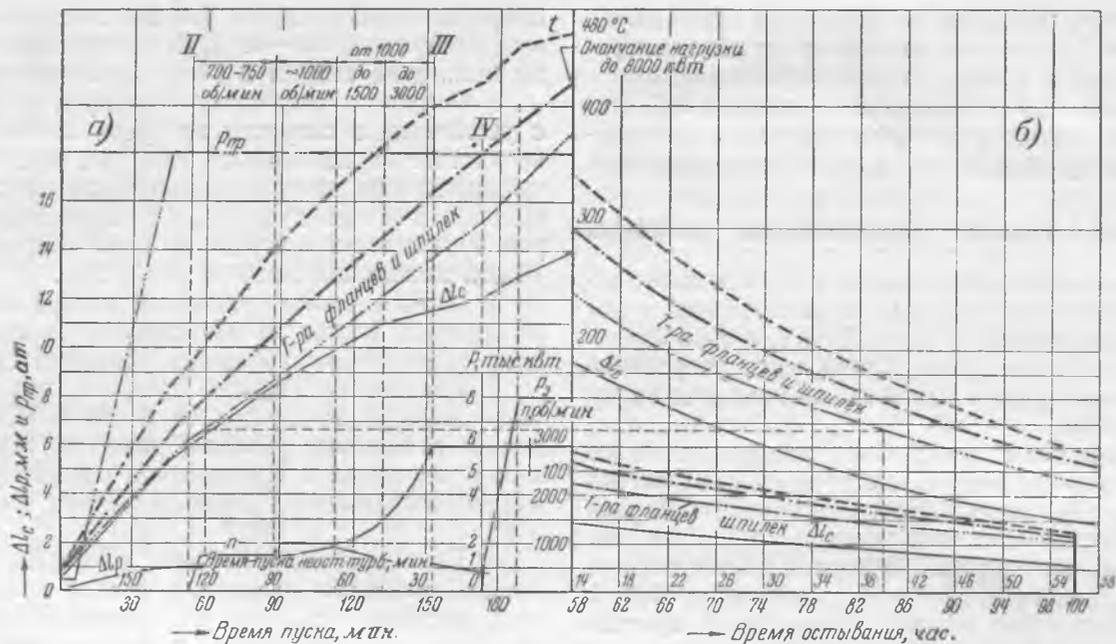


Рис. 11. График пуска турбины из холодного и неостывшего состояния (а) и график остывания турбины (б).  
Осозначения те же, что и на рис. 6.

На рис. 11,б показано изменение температуры цилиндра, клапанной коробки, фланцев, шпилек и удлинения корпуса турбины в процессе остывания. Разница температур правых и левых верхних и нижних фланцев, как соответственно и шпилек, медленно уменьшается, достигая величины  $10 \div 12^\circ\text{C}$  через 70 час. после остановки турбины. Температура клапанной коробки через 18 час. после остановки турбины падает до величины температуры фланцев и только температура верхней части цилиндра (благодаря конвективному теплообмену, происходящему внутри цилиндра) длительное время остается намного выше температуры фланцев.

Максимальная разность температур между верхней и нижней частями цилиндра наблюдалась через 4 часа после остановки турбины. Через 24 час. разность эта составляла  $60^\circ\text{C}$  и, постепенно уменьшаясь, через 100 час. сокращалась до  $5^\circ\text{C}$ . Через 100 час. после остановки турбины температура ее частей падает до  $42\text{--}50^\circ\text{C}$ , а удлинение корпуса до 1,2 мм. Время полного остывания турбины не определялось.

Для пуска неостывшей турбины во избежание значительного термического прогиба ротора, могущего вызвать смятие гребешков уплотнений, искривление вала и невозможность пуска неостывшей турбины, можно рекомендовать следующий режим проворачивания ротора: непосредственно после остановки турбины проворачивать ротор непрерывно валоповоротным устройством  $6 \div 8$  час., затем  $10 \div 12$  час. проворачивать каждые 15 мин. на  $180^\circ$  и, наконец, перейти на проворачивание через 30 мин. также на  $180^\circ$ . Проворачивание прекратить по достижении разности температур между верхней и нижней частями цилиндра  $60^\circ\text{C}$ , т. е. приблизительно через 24 час. после остановки турбины. Эта разность температур ( $60^\circ\text{C}$ ) взята из условия величины температурного прогиба  $0,15\text{--}0,1$  мм.

Фактор, определяющий продолжительность пуска неостывшей турбины, — температура цилиндра и фланцев к моменту пуска. Очевидно, что пускать турбину на противодавление 18 ата нельзя до остывания верхней части корпуса ниже  $340 \div 350^\circ\text{C}$ , так как при пуске на противодавление более горячей турбины вследствие поступления из паропровода 18 ата пара менее горячего, чем цилиндр и ротор турбины, ротор охладится и из-за этого укоротится настолько, что зазоры в лабиринтовых уплотнениях и проточной части будут заполнены и произойдет задевание вращающихся частей о неподвижные. Следовательно, до остывания верхней части цилиндра ниже  $350 \div 340^\circ\text{C}$  турбину можно пускать только на режим выхлопа в атмосферу. Однако вопрос этот требует дальнейшей проработки.

До указанной температуры верхняя часть цилиндра остывает через 14 час. после остановки турбины.

При пуске турбины через  $14 \div 20$  час. после остановки необходимо, чтобы температура пара в паропроводах 18 ата была не ниже  $290 \div 300^\circ\text{C}$ . Пуск производить следующим образом: давление в турбине довести до величины противодавления в магистралях 18 ата в течение 5—6 мин., валоповорот выключить (за укорочением ротора необходимо следить, если оно будет больше 1,5 мм, прекратить пуск, включить валоповорот и повторить пуск через  $0,75 \div 10$  час.), произвести толчок турбины, — при отсутствии ненормальностей в работе за 5—6 мин. увеличить скорость вращения до 1 000 об/мин и дальнейший прогрев осуществлять при увеличении скорости вращения, как при пуске турбины из холодного состояния.

Пользуясь графиками рис. 11, легко определить время, необходимое для пуска не вполне остывшей турбины, и его режим. Например, при пуске турбины через 40 час. после остановки на

разворот до холостого хода необходимо затратить около 115 мин. Порядок пуска в этом случае таков: производится толчок ротора свежим паром при работе на противодавление 18 ата, за 3—4 мин. скорость вращения ротора доводится до 700—750 об/мин и дальнейший прогрев и увеличение скорости вращения до номинальной произ-

водится так же, как при пуске холодной турбины. Вследствие того, что в эксплуатационных условиях измерение температур производится не будет, температуру фланцев можно устанавливать на основании удлинения статора, так как величина удлинения статора соответствует вполне определенной температуре фланцев.



## Сопротивление оросительных устройств градирен

Инж. В. Е. Андрианов и канд. техн. наук Е. К. Громцев

Повышение эффективности охлаждения воды в градирнях и усовершенствование их конструкций не могут быть достигнуты без знания ряда опытных величин, в том числе величины сопротивления движению воздушного потока в оросительном устройстве градирни.

Определению коэффициентов сопротивления капельных оросителей посвящена работа Л. Д. Бермана<sup>1</sup>, исследовавшего различные типы решетника с треугольными и прямоугольными рейками. Им продувались сухие модели решетника (без орошения их водой). Опытные данные о сопротивлении оросительных устройств пленочного и капельно-пленочного типа, получивших за последнее время широкое распространение, а также данные о влиянии на сопротивление оросительных устройств различных типов плотности орошения оставались до последнего времени совершенно недостаточными или вовсе отсутствовали.

Описываемые ниже испытания<sup>2</sup>, имевшие целью пополнить сведения о сопротивлениях движению воздуха в оросительных устройствах, проводились на опытной градирне (рис. 1), представляющей собой вертикальную шахту с живым сечением  $850 \times 1150 \text{ мм}/0,98 \text{ м}^2$  и высотой 4200 мм. Стенки шахты, изготовленные из острогранных досок, поставленных в шпунт, дополнительно уплотнялись при помощи листовой резины и промазки пластелином. В шахте устанавливались оросительные устройства различных типов (рис. 2), выполненные в натуральную величину.

Расход воды, поступавшей на установку, обеспечивал плотность орошения до  $10 \text{ м}^3/\text{м}^2\text{час}$ .

Распределение воды по площади шахты осуществлялось при помощи 12 душевых сеток и расположенной под ними водораспределительной решетки. Наблюдение за потоком воды производилось через смотровые окна. Из поддона, расположенного снизу градирни, вода поступала через сливной жолоб в мерный бак. Дно водосливного жолоба было расположено таким образом, что образовывался гидравлический затвор, препятствующий прорыву воздуха под заднюю

стенку шахты, не доходящую до дна поддона. Вода, попадавшая на стенки градирни, собиралась и расход ее измерялся отдельно.

Воздух подавался вентилятором в нижнюю часть градирни по трубе диаметром 350 мм, сопряженной с градирней при помощи диффузора. Скорость воздуха в градирне, отнесенная к незаполненному сечению шахты, составляла в основных опытах около  $2,1 \text{ м/сек}$ . Для получения более равномерного поля скоростей воздуха перед оросителем внизу градирни была установлена выравнивающая решетка.

Расход воздуха измерялся с помощью пневмометрической трубки и микроманометра ЦАГИ.

Для определения потери давления в оросителе до и после него были установлены пневмометрические трубки, присоединявшиеся дифференциально к высокочувствительному микроманометру типа АДЗ завода «Эталон», позволявшему производить измерения с точностью до  $0,02—0,03 \text{ мм вод. ст.}$  Потеря давления на рабочей высоте градирни без оросителя составляла около  $0,01 \text{ мм вод. ст.}$  и в расчет не принималась.

Поскольку решетка не полностью выравнивала поле скоростей воздуха в градирне, для полу-

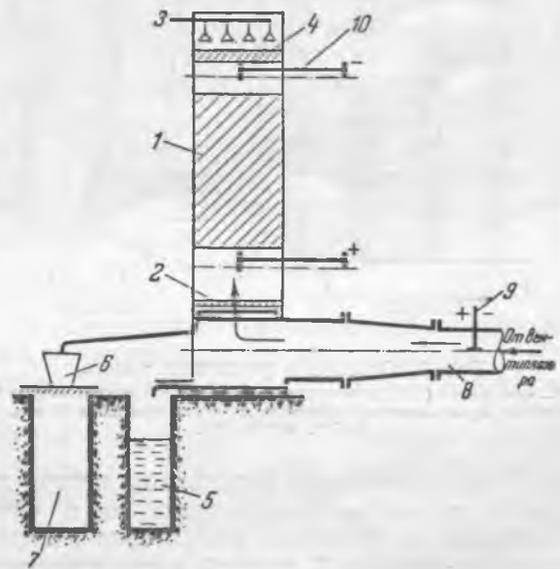


Рис. 1. Схема установки опытной градирни.

1—оросительное устройство; 2—выравнивающая решетка для воздуха; 3—подвод воды; 4—водораспределительная решетка; 5—измерительный бак; 6—сборник стекающей по стенкам воды с измерением ее расхода; 7—вода в канализацию; 8—труба, подводящая воздух от вентилятора; 9—пневмометрическая трубка для измерения расхода воздуха; 10—трубки для измерения потери давления в оросителе

<sup>1</sup> Л. Д. Берман, «Известия ВТИ», 1940, № 8.

<sup>2</sup> Работа выполнена в лаборатории пневматического транспорта Ленинградской лесотехнической академии им. С. М. Кирова по заданию и при непосредственном участии ЛОТЭП.

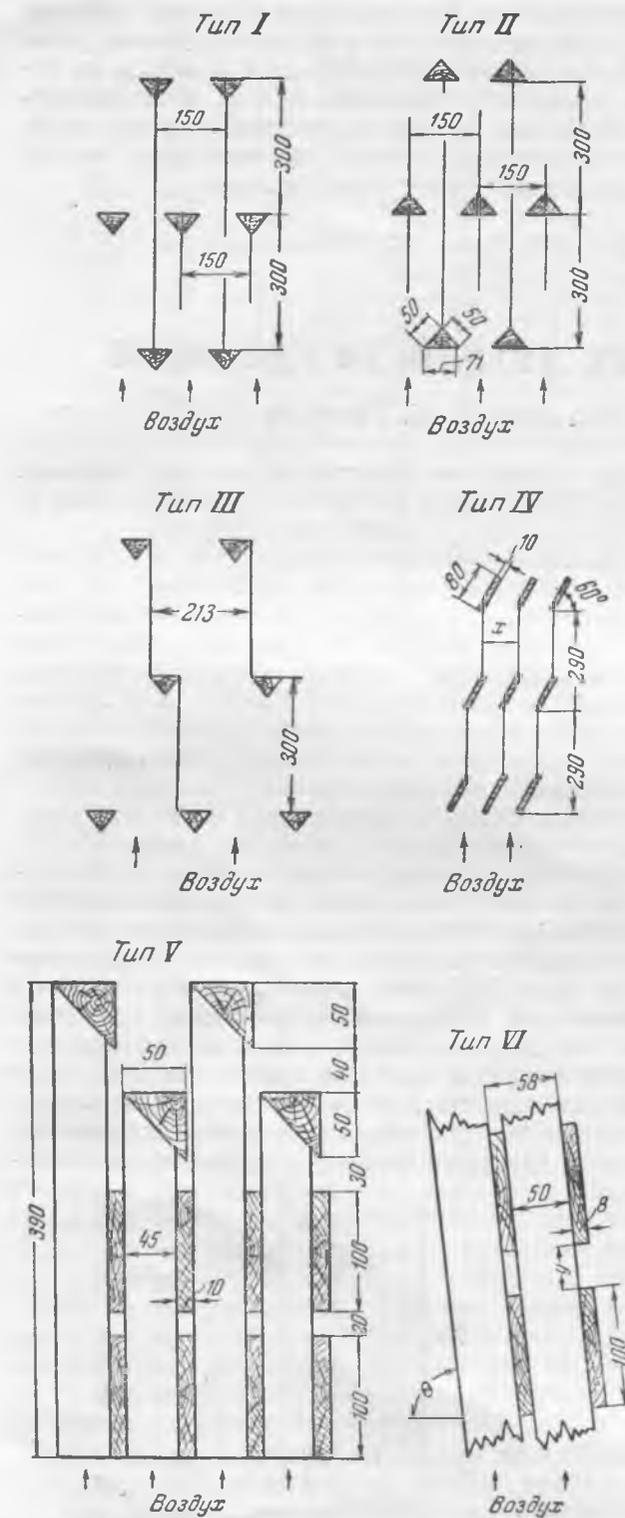


Рис. 2. Оросители различных типов.

1—IV—капельные (шаг  $x$  составлял 40, 80 и 120 мм); V—капельно-пленочный; VI—пленочный (разрыв  $y$  составлял 20 и 40 мм, угол  $\theta=75^\circ, 85^\circ$  и  $90^\circ$ ).

чения более достоверных результатов потеря давления в оросителе определялась не в одной, а поочередно в 12 точках, равномерно распределенных по сечению. В каждой точке производилось 25 отсчетов с интервалом в 15 сек. Скорость воздуха в оросителе за время испытания оставалась практически постоянной, а температура его перед градирной колебалась около  $15^\circ\text{C}$  ( $10 \div 20^\circ$ ).

Для оросителей капельного типа при шахматном расположении реек потери давления в отдельных точках сечения отличались от среднего значения на  $3 \div 4\%$ , а при ступенчатом расположении реек — до  $10\%$ , что объясняется более низким сопротивлением оросителя со ступенчатым расположением реек. Для других типов оросителей эти отклонения были значительнее, что обуславливалось, однако, не условиями подвода воздуха, а конструктивными особенностями этих оросителей. Это также имелось в виду при измерении потери давления не в одной, а в 12 точках поперечного сечения градирины.

С каждым типом оросительного устройства проводилось  $2 \div 3$  испытания. Средние значения потери давления в этих испытаниях различались между собой не более чем на  $3\%$ .

Коэффициент сопротивления оросителя подсчитывался по обычной формуле

$$\zeta = \frac{\Delta P}{\frac{\omega^2 \gamma}{2g}} \quad (1)$$

где  $\Delta P$  — измеренное падение давления в оросителе, мм вод. ст. (или  $\text{кг/м}^2$ );

$\omega$  — скорость воздуха в оросителе, м/сек;

$\gamma$  — удельный вес воздуха,  $\text{кг/м}^3$ ;

$g$  — ускорение силы тяжести, м/сек<sup>2</sup>.

Затем определялись значения коэффициента сопротивления  $\zeta_p = \frac{\zeta}{n}$ , отнесенного к одному ряду

(или блоку) решетника, и  $\zeta_m = \frac{\zeta}{h}$ , отнесенного к 1 м высоты оросителя. Число рядов решетника из трехгранных реек и наклонных прямоугольных досок составляло  $n=8$ , число блоков капельно-пленочного оросителя  $n=3$  и высота оросителя —  $h=2,1$  м.

Предварительные испытания, при которых определялись потери давления в каждом ряду решетника и скорость воздуха в оросителе, изменявшаяся в пределах от 0,5 до 2 м/сек, подтвердили выводы Л. Д. Бермана о том, что потеря давления в оросителе прямо пропорциональна числу рядов решетника и что коэффициент сопротивления  $\zeta$  практически не зависит при указанных условиях от скорости воздуха.

## Результаты испытаний

Результаты испытаний сведены в табл. 1 и 2.

Для каждого типа оросителя были построены графики зависимости отношения коэффициента сопротивлений  $\zeta_o$  орошаемого водой оросителя

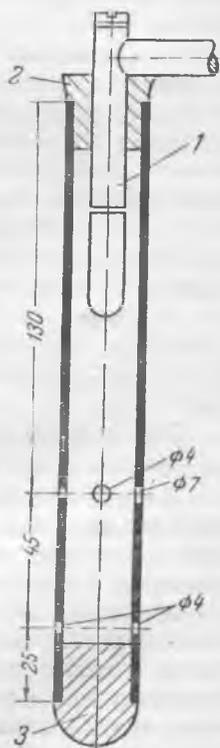


Рис. 3. Защитный колпачок для пневматической трубки. 1 — гномометрическая трубка; 2 — резиновая пробка; 3 — пластелиновая пробка.

Таблица 1

## Сопrotивление оросителей капельного и капельно-пленочного типов

Тип оросителя	Шаг, мм		Кoeffициент сопротивления сухого оросителя		При работе с водой		
	по горизонтальным	по вертикальным	на 1 ряд $\zeta_p$	на 1 м $\zeta_m$	плотность орошения, $M^3/M^2 \text{ час}$	Постоянные в формуле (2)	
						a	b
I	150	300	1,65	6,30	2—5	0,046	1,03
II	150	300	2,45	9,35	2,5—4,5	0,045	0,977
III	213	300	0,67	2,54	2—4	0,083	1,12
IV	40	290	1,87	7,14	—	—	—
	80	290	1,64	6,24	3—8	0,033	1,01
	120	290	0,80	3,04	3—7,5	0,081	1,103
V	—	855	3,26	4,73	2—5	0,081	0,94
	—	700	2,95	5,00	—	—	—

Таблица 2

## Сопrotивление сухого пленочного оросителя (тип VI)

Угол наклона щитов, град.	90	85	75		
Разрыв между досками, мм . . .	20	20	40	20	40
Кoeffициент сопротивления, $\zeta_m$	0,50	1,01	1,12	3,85	3,86

к коэффициенту сопротивления  $\zeta_c$  сухого оросителя от плотности орошения (рис. 4). Для исследованных пределов изменения плотности орошения  $q$  ( $M^3/M^2 \text{ час}$ ) эта зависимость близка к линейной и может быть выражена формулой

$$\frac{\zeta_{\theta}}{\zeta_c} = a \cdot q + b. \quad (2)$$

Численные значения постоянных  $a$  и  $b$  приведены в табл. 1. Они пригодны лишь для пределов изменения  $q$ , указанных в таблице.

При сопоставлении оросителей разных типов с точки зрения сопротивления, которое они оказывают воздушному потоку, приходится ориентироваться на коэффициент сопротивления, относенный к 1 м высоты оросителя. При этом следует иметь в виду, что изменение шага между рядами решетки по высоте оросителя изменяет и величину коэффициента сопротивления на 1 м высоты последнего.

Наименьшее сопротивление имеют, как известно, оросители пленочного типа.

Однако проведенные опыты показывают, что пленочный ороситель может в значительной мере утратить свои преимущества в этом отношении, если уменьшить угол наклона его щитов. Если при принятой сейчас установке щитов под углом  $\theta=85^\circ$  коэффициент сопротивления сухого пленочного оросителя составляет  $\zeta_m=1,12$ , то уже при

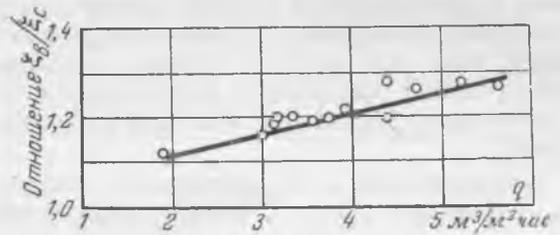


Рис. 4. Зависимость сопротивления капельного оросителя (тип I) от плотности орошения.

угле наклона в  $75^\circ$   $\zeta_m$  возрастает до 3,86. Наоборот, при вертикальной установке щитов  $\zeta_m$  уменьшается до 0,50. Уменьшение разрыва между досками щита с 40 до 20 мм не отражается на величине коэффициента сопротивления.

Вследствие небольшого сопротивления сухого пленочного оросителя относительная величина добавочного сопротивления, создаваемого водой, для него довольно значительна и при плотности орошения  $3,5 \div 9 M^3/M^2 \text{ час}$  составляет  $25 \div 55\%$  от суммарного сопротивления. Все же и в рабочем состоянии этот ороситель имеет очень малое сопротивление по сравнению с оросителями других типов. Так, при угле наклона щитов  $85^\circ$  и плотности орошения  $9 M^3/M^2 \text{ час}$  его сопротивление составляет лишь  $\zeta_m=2,5$ .

Опыты подтвердили также, что из оросителей капельного типа наименьшим сопротивлением обладает ороситель из трехгранных реек со ступенчатым расположением последних ребром вниз и сравнительно большим шагом между рейками в горизонтальном ряду (тип III, рис. 2). Для сухого оросителя этого типа коэффициент сопротивления составляет  $\zeta_m=2,54$ , т. е. он в 2,5 раза больше, чем для пленочного оросителя, но в то же время в 2,5 раза меньше, чем для аналогичного оросителя с шахматным расположением реек, и в 1,4 раза меньшим шагом между ними (тип I). Поэтому представляет практический интерес более детальное изучение работы этого оросителя также с гидравлической и тепловой точек зрения.

Сухой ороситель из наклонных досок (тип IV) имеет при шаге между досками 40 и 80 мм коэффициент сопротивления, превышающий или равный коэффициенту сопротивления шахматного решетки (тип I), а при шаге 120 мм — вдвое меньший по сравнению с последним коэффициент сопротивления<sup>3</sup>.

Следующим по величине сопротивления является ороситель из блоков<sup>4</sup> (тип V) и, наконец, наибольшее сопротивление имеют оросители капельного типа из расположенных в шахматном порядке трехгранных реек с ребром направленным вниз (тип I) или вверх (тип II). Коэффициент сопротивления для этих двух случаев (при  $q=0$ ) составляет соответственно  $\zeta_m=6,3$  и  $\zeta_m=9,35$ . Таким образом, опыты не подтвердили представ-

<sup>3</sup> При большом шаге между досками в оросителе типа IV возможен значительный провал капель, неблагоприятно отражающийся на охлаждающем эффекте градири. Ред.

<sup>4</sup> Причина понижения  $\zeta$  при уменьшении разрыва между блоками с 465 до 300 мм осталась неясной.

ление о равноценности с точки зрения сопротивления решетника расположения трехгранных реек ребром вниз или вверх и показали необоснованность укладки реек ребром вверх, исходя только из некоторого упрощения при этом монтажа оросителя<sup>5</sup>.

Относительная доля добавочного сопротивления, создаваемого водой, колеблется для капель-

<sup>5</sup> Следует помнить, что этот вывод, как и другие выводы из описанных опытов, строго справедлив лишь для чисто противоточного оросителя. Р е д.

ных и капельно-пленочных оросителей в зависимости от сопротивления сухого оросителя, несколько возрастая с понижением последнего. Для оросителей типов I, II и V добавочное сопротивление при плотностях орошения 2–5 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> час составляет 10–25%, а для оросителя типа III оно возрастает при этих же условиях до 28–45% от суммарного сопротивления. Для оросителя типа IV при плотностях орошения 3–8 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> час оно составляет 10–20% при шаге между досками 80 мм и 25–40% при шаге 120 мм.



## Об определении присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин<sup>1</sup>

Инж. Д. А. Савиновский и инж. Г. П. Сутоцкий

Одной из важных задач работников эксплуатации турбинных цехов электростанций является своевременное обнаружение и устранение присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин.

Элементарный расчет показывает, что при питании котла производительностью 200 т/час конденсатом с жесткостью в 7 мг-экв/л (0,02° Н) в течение нормальной кампании в 2500 час. в нем образуется более 200 кг шлама.

Вопрос об уточнении метода определения присосов своевременно поставлен Ю. М. Кострикиным<sup>2</sup>, но предлагаемый им метод принципиально неправилен и, кроме того, имеет ряд неточностей.

Утверждая, что прямые методы определения отдельных составляющих конденсата турбин не дают необходимой чувствительности, Ю. М. Кострикин предлагает определять размер присоса по жесткости, вычисленной косвенным путем на основе баланса фосфатов в пароводяном цикле станции.

Принципиальная непригодность такого метода для контроля за присосами охлаждающей воды обусловлена тем, что при этом в лучшем случае представляется возможным только подсчитать средневзвешенный размер присоса для всех турбин электростанции. Задачей же работников эксплуатации является систематическое оперативное определение наличия присосов раздельно для каждой турбины.

К неточностям, допущенным т. Кострикиным, которые фактически обесценивают предложенный им метод даже для определения средневзвешенного размера присоса охлаждающей воды по всем турбинам станции, относятся:

1. В формуле для определения процента присоса принято отношение кальциевой жесткости конденсата (по расходу фосфатов) к общей (кальциевой плюс магниевой) жесткости охлаждающей воды. Эта методическая ошибка приводит к занижению расчетной величины присоса на

процентное содержание магниальной жесткости, т. е. на 20–40%.

2. Формула не учитывает ряда составляющих питательной воды, как, например, конденсата сетевых подогревателей, конденсата потребителей и др., которые могут значительно исказить результаты расчетов.

3. В выражение для подсчета процента присоса введены шесть переменных величин без оговорок, что каждая из них будет давать определенные погрешности. Например, весовой расход фосфата в лучшем случае можно учесть с точностью 10%; процент продувки котлов допускает погрешность до 20%; средневзвешенное значение избытка фосфатов в котловых водах всех котлов электростанции допускает погрешность до 20% и т. д. Как результат этого, итоговая погрешность всего расчета, очевидно, может достигать значений более 20–30% относительных, которые Ю. М. Кострикин без особых оснований приписывает прямым методам определения жесткости конденсатов.

Из изложенного ясно, что определение присосов расчетным методом, предложенным т. Кострикиным, является неприемлемым.

Реальными методами определения присосов являются только методы, основанные на прямом определении тех или иных составляющих конденсата и охлаждающей воды. Возможными являются используемые в настоящее время на отдельных электростанциях методы, основанные на систематическом определении одного из следующих показателей качества конденсата: жесткости — олеатным или комплексометрическим методом; общего соледержания по солемеру; концентрации хлоридов и концентрации кремнекислоты<sup>3</sup> — обычными методами.

<sup>3</sup> Авторы не рассматривают возможности применения химических или термических соленаконителителей, позволяющих определять с высокой чувствительностью составляющие конденсата в среднесменной пробе, что для контроля величины присоса в конденсаторе, не подвергающейся резким и внезапным изменениям, следует считать достаточным. Р е д.

<sup>1</sup> Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

<sup>2</sup> Ю. М. Кострикин, Определение подсоса охлаждающей воды в конденсаторах турбин, «Известия ВТИ», 1952, № 11.

Выбор того или иного метода контроля должен производиться с обязательным учетом двух факторов: солевого состава конкретной охлаждающей воды и чувствительности методики определения отдельных показателей качества конденсата. Чувствительность используемых в настоящее время методик контроля может быть охарактеризована следующими данными:

Жесткость . . . . .	Олеатным методом с чувствительностью 7 мг-экв/л
Жесткость . . . . .	Комплексометрическим с чувствительностью 1,5 мг-экв/л
Солесодержание . . . . .	Электрометрическим с чувствительностью 0,5 мг/л
Хлориды . . . . .	Меркурометрическим с чувствительностью 1 мг/л
Кремнекислота . . . . .	Колориметрическим с чувствительностью 0,02 мг/л

Выбор методов контроля для обнаружения присосов конкретной охлаждающей воды может быть иллюстрирован следующим примером.

Для воды Волги в среднем ее течении характерным является следующее соотношение отдельных показателей ее качества: общая жесткость 6,4 мг-экв/л; хлориды 15,3 мг/л; кремнекислота 14,0 мг/л; общее солесодержание 400 мг/л. Сопоставление этих показателей с чувствительностью методов их определения позволяет установить возможность фиксации следующих минимальных размеров присоса охлаждающей воды, поддающихся определению отдельными методами контроля:

Жесткость—олеатным методом . . . . .	0,11%
Жесткость—комплексометрическим методом . . . . .	0,03%
Солесодержание—электрометрическим методом . . . . .	0,13%
Хлориды—меркурометрическим методом . . . . .	6,0%
Кремнекислота—колориметрическим методом . . . . .	0,14%

Таким образом, для данной воды наиболее чувствительным методом определения присосов охлаждающей воды является контроль за жесткостью конденсата комплексометрическим методом.

Анализ состава воды ряда источников электростанций показывает, что для большинства вод наиболее чувствительным методом определения присосов является комплексометрический. Этот метод уже в течение свыше двух лет применяется на большинстве электростанций Урала, причем было установлено, что жесткость конденсата в достаточно плотных конденсаторах, определявшаяся ранее величиной 7—9 мг-экв/л по олеат-

ному методу, фактически находится в пределах 1—2 мг-экв/л. Повышение жесткости до 3—4 мг-экв/л настолько явно обнаруживается по изменению окраски указателя, что имеется возможность контролировать момент появления присосов по качественной реакции и передать персоналу турбинных цехов этот вид контроля.

Двухгодичный опыт работы уральских электростанций с контролем жесткости комплексометрическим методом позволил установить следующие нормы качества конденсата турбин по жесткости при номинальной паровой нагрузке конденсатора: для электростанций среднего и высокого давления — жесткость не более 5 мг-экв/л; для электростанций низкого давления — не более 10 мг-экв/л.

Нормирование допустимого процента присоса охлаждающей воды в конденсаторах турбин является неправильным, так как этот показатель при принятых нормах допустимого загрязнения конденсата (по жесткости, кремнекислоте или др.) всецело зависит от качества исходной охлаждающей воды и паровой нагрузки конденсатора.

## Выводы

1. Определение присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин следует производить только на основании результатов систематических анализов конденсата по показателю, позволяющему для данной охлаждающей воды определить минимальный относительный присос.

2. Для большинства водных источников электростанций наиболее чувствительным способом обнаружения присосов охлаждающей воды является определение жесткости конденсата комплексометрическим методом.

3. Расчетный метод определения присосов охлаждающей воды в конденсаторах турбин по балансу фосфатов в пароводяном цикле электростанций, предложенный Ю. М. Кострикиным, не может быть рекомендован для оперативного контроля за водяной плотностью конденсаторов турбин.

4. Установление нормы по допустимому проценту присоса охлаждающей воды к конденсату турбин — нецелесообразно. Следует нормировать только предельную величину выбранного для данных условий показателя качества конденсата, при которой конденсатор с номинальной паровой нагрузкой должен подлежать уплотнению.



# Сборные опоры линий электропередачи из центрифугированного железобетона

Канд. техн. наук Л. Г. Гвелесиани  
и канд. техн. наук Е. Э. Михельсон

В последние годы при строительстве электрических воздушных линий в СССР начали применяться в промышленном масштабе сборные опоры из центрифугированного железобетона<sup>1</sup>. Темпы этого применения заметно возрастают и имеются основания предполагать, что в ближайшем времени опоры этого типа получат при строительстве электрических воздушных линий значительное распространение.

Сборные опоры из центрифугированного железобетона долговечны, не требуют ремонта, применимы при любых климатических условиях, экономичнее стальных по расходу стали и по стоимости; не дороже деревянных, если учесть расходы на содержание и ремонт последних.

В результате центрифугирования получают трубчатые тонкостенные железобетонные элементы, более прочные, чем железобетонные, изготовленные вибрационным способом, поскольку процесс центрифугирования совмещает в себе вибрацию бетона с его уплотнением центробежной силой.

Над вопросом применения в строительстве различных конструкций из центрифугированного железобетона лаборатория Тбилисского научно-исследовательского института сооружений и гидроэнергетики (ТНИСГЭИ) работает с 1933 г., при этом основное внимание уделяется изготовлению из этого материала опор для линий электропередачи.

Эти опоры характеризуются следующими данными:

1. Полная сборность на месте установки.
2. Цилиндричность отдельных элементов, составляющих стойки опор, благодаря чему эти стойки имеют с фасада ступенчатое очертание.
3. Стыкование цилиндрических элементов стоек между собой производится при помощи телескопического стыка: каждый вышестоящий элемент запускается в нижний на расчетную глубину, где он опирается на особую диафрагму, заделанную в нижестоящем элементе. Промежуток же между стыкуемыми элементами размером в 1 см заливается на месте установки опор сильно пластичным цементным тестом на расширяющемся цементе ( $V/C = 0,5$ ).
4. Ноги опор закрепляются в землю непосредственной их закопкой на расчетную глубину, с усилением этого закрепления при необходимости обсыпкой щебнем или камнем вокруг на всю

глубину подземной части стойки (или на части этой глубины кольцами на  $1/3$  глубины зарытия стойки в землю и у низа стойки) или железобетонными ригелями, устанавливаемыми на указанных выше глубинах.

5. Элементы изготавливаются по разработанной в ТНИСГЭИ технологии, которая состоит в центрифугировании элементов в неразборных (нераскрывающихся) формах, сконструированных из сварных или цельнотянутых стальных труб выпускаемого нашей промышленностью сортамента.

Элементы извлекаются из форм через их торец. В этих целях внутренняя поверхность труб покрывается слоем расплавленного парафина толщиной 3 мм, наносимого на их стенки также центрифугированием. После расплавления парафина в пропарочной камере элементы легко извлекаются из форм, поскольку между внутренней поверхностью формы и наружной поверхностью элемента образуется зазор  $\sim 3$  мм.

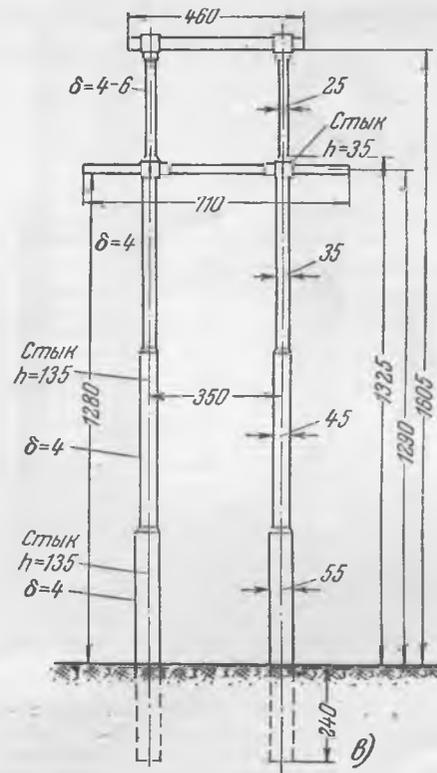
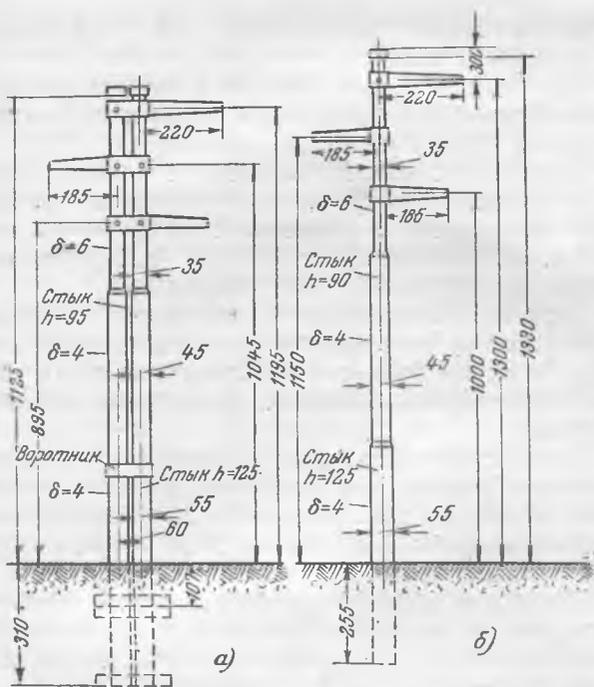
Опоры (рис. 1) были спроектированы для линий электропередачи 6—10 кВ, линий связи и контактных линий электрических железных дорог — стоечного и спаренно-стоечного типов; для линии 35 кВ — стоечного, спаренно-стоечного и П-образного типов и для линий 110 кВ — П-образного типа.

Цилиндрические полые элементы (секции) длиной в основном  $5 \div 6$  м соединяются, как указано выше, на месте установки при монтаже опоры. Число элементов в ноге опоры составляет в основном от одной (линии связи малых габаритов) до четырех.

Составные ноги опор рекомендуется конструировать, применяя элементы с наружными диаметрами их поперечных сечений, в следующих комбинациях, считая от верхнего элемента к нижнему:

- 1) для опор линий связи и линий электропередачи 6—10 кВ.  
при двух элементах — 25—35; 30—40; 35—45 и 40—50 см;  
при трех элементах — 25—35—45; 30—40—50; 35—45—55; 40—50—60 см;
- 2) для опор линий электропередачи 35 и 110 кВ:  
при трех элементах — 25—35—45; 30—40—50; 35—45—55; 40—50—60 см;  
при четырех элементах — 25—35—45—55 и 30—40—50—60 см;
- 3) для опор контактной линии электрических железных дорог:  
при двух элементах — 30—40; 35—45; 40—50 и 45—55 см;

<sup>1</sup> „Электрические станции“, 1949, № 10, стр. 30.



при тех элементах — 30 — 40 — 50; 35 — 45 — 55 и 40 — 50 — 60 см.

Толщина стенок элементов опор составляет от 3 до 5 см, а в основном 4 см.

Стойки железобетонных опор армируются равномерно распределенными по сечению продольными анкерowanными прутьями и поперечными кольцевыми хомутами или спиралями — обычными или звездчатыми. Плотность поперечной арматуры в пределах стыка определяется расчетом.

Звездчатые спирали, как это установлено на основании производственного опыта, наиболее целесообразны по технико-экономическим соображениям.

Продольные прутья каркаса железобетонных секций, тщательно выправленные, предварительно в формах не напрягаются; рекомендуется лишь их вытягивать при установке, чтобы каркас получил в конструкции возможно правильное положение.

Для армирования железобетонных опор рекомендуется сталь марки Ст. 3 или Ст. 5.

Диаметр арматуры для продольных прутьев выбирается от 8 до 20 мм, а для поперечной арматуры от 3 до 8 мм, в основном 4 мм.

Поперечная арматура ставится с наружной стороны продольных прутьев; в пределах же стыка возможно применение двустороннего поперечного армирования.

Элементы ног опор, а также центрифугированные траверсы могут быть армированы предварительно напряженной продольной арматурой и ненапряженной поперечной арматурой.

При опорах с предварительно напряженной продольной арматурой рекомендуется применять высокосортную сталь с временным сопротивлением до 12 000 кг/см<sup>2</sup>, диаметром 2 ÷ 5 мм. При этом прутья рекомендуется свивать в канатики по 2—3 шт.

Для изготовления центрифугированных опор применяется бетон марки 350—400 с осадкой конуса 14—26 см. Расход основных материалов на

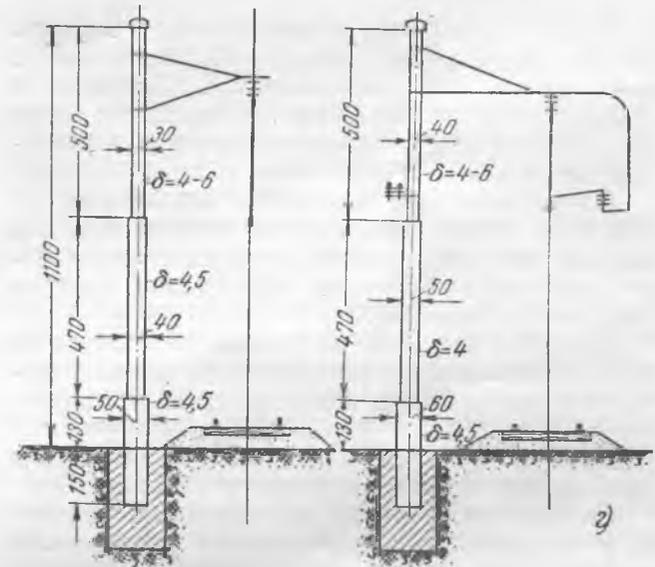


Рис. 1. Опоры линий электропередачи 35 кВ и контактных линий электрических дорог.

а — анкерная бестросовая опора; б — промежуточная опора; в — промежуточная П-образная тросовая опора; г — опоры контактных линий.

1 м<sup>3</sup> бетона ориентировочно составляет: цемента марки 300—400 до 500 кг (с учетом того, что около 50 кг удаляется вместе со шламом), песка кварцевых пород — 0,8 м, щебня крупностью ~ 1 см — 0,6 м<sup>3</sup>.

Наиболее ответственной частью опор являются стыки элементов их ног.

Телескопический стык элементов опор, всесторонне испытанный, вполне себя оправдал в производственных условиях\* (рис. 2). Глубина стыка, определяемая расчетом, составляет 35 ÷ 150 см. В наружной секции имеются два отверстия: одно заливочное и другое — контрольное.

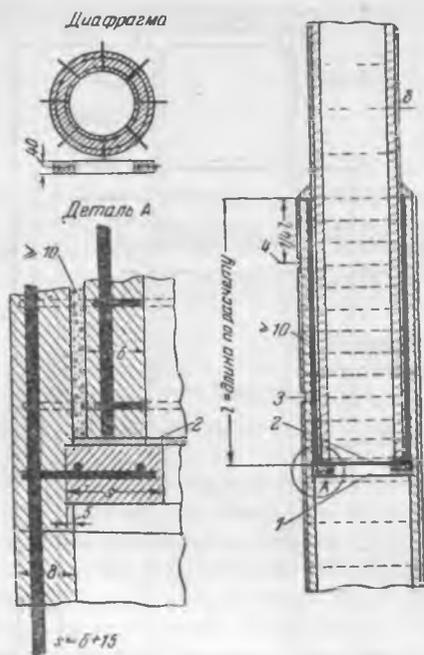


Рис. 2. Телескопический стык элементов стоек опор.  
1 — железобетонная диафрагма, присоединенная к корпусу; 2 — фанерный круг; 3 — конглольное отверстие; 4 — заливочное отверстие.

Для заливки стыка рекомендуется применять быстро твердеющий цемент — расширяющийся, безусадочный или глиноземистый. Допустим и обычный цемент портландский марки не ниже 400. Заливка стыков производится при горизонтальном положении элементов у ямы.

Опору допустимо поднимать после заливки стыка на третий день в случае применения для заливки портланд-цемента, и в значительно более короткие сроки — при применении быстро твердеющих цементов.

Траверзы для опор могут проектироваться из центрифугированного железобетона, из вибрированного железобетона или стальными и деревянными.

Прикрепление подвески проводов к траверзам опор осуществляется хомутами и штырями.

По технологии ТНИСГЭИ опоры изготавливаются в цельнотянутых, неразъемных формах, как указано выше, на свободнороликовых станках, по конструкции весьма несложных.

Двухгнездный свободнороликовый станок состоит из трех стальных осей с роликами по концам. Оси, из которых одна приводится от индивидуального электродвигателя, вращаются в шарни-

коподшипниках, укрепленных на заделанной в фундамент раме.

Две формы, служащие для изготовления элементов, кладутся бандажками на ролики и в результате трения о ролики вращаются.

Центрифугирование парафина и бетона в формах производится при скорости вращения формы  $400 \div 800$  об/мин, в зависимости от диаметра элемента. Начальная скорость при распределении бетона не превышает 150 об/мин.

Подача расплавленного парафина в формы производится по шлангам из парафиновых бачков, бетон же подается в формы с двух их концов электрифицированными питателями лоткового типа.

Зацентрифугированные элементы пропариваются в формах для ускорения процесса твердения бетона и для расплавления парафиновой смазки и затем извлекаются через торцы форм при помощи троса и лебедки.

Наиболее экономичны опоры линий электропередачи из центрифугированного железобетона промежуточного типа — одностоечные; менее экономичны — анкерные и угловые.

При применении центрифугированных опор вместо стальных экономия в расходе стали на каждую опору возрастает с уменьшением передаваемого по линии напряжения.

На основании имеющихся данных можно принять, что цена  $1 \text{ м}^3$  центрифугированного железобетона в опорах при диаметре элементов 30—50 см обходится пока в среднем около 750 руб. Элементы с меньшим поперечным сечением дороже элементов с большим сечением. Поэтому элементы сборных центрифугированных опор следует калькулировать не за  $1 \text{ м}^3$  изделий, а на единицу длины элемента при данном его поперечном сечении.

Сравнительные средние данные о стоимости установленных опор с подвеской (без проводов) на 100 км линий электропередачи и о расходе стали на стальные и центрифугированные железобетонные опоры с арматурой из стали марок Ст. 3 приведены в таблице.

При применении опор из предварительно напряженного железобетона из стали с  $\sigma_{\text{п}} = 12000 \text{ кг/см}^2$  расход металла составит на 100 км линий электропередачи:

для опор	6—10 кв	...	56,2 т	вместо	132,3 т
"	35	...	237,2 "	"	449,1 "
"	110	...	447,5 "	"	847,6 "

Что касается стоимости опор из предварительно напряженного железобетона, то можно счи-

Напряжения, кв	Соотношение промежуточных и анкерных опор	Материалы опор	Вес стали опор, т			Стоимость опор в ценах 1950 г., руб.		
			промежуточных	анкерных	всего	промежуточных	анкерных	всего
6—10	92% и 8%	Дерево	—	—	—	388 500	75 500	464 000
		Сталь	242,9	26,1	269,0	1 354 000	139 700	1 493 700
		Железобетон	103,6	28,7	132,3	585 000	123 000	708 000
35	83% и 17%	Дерево	—	—	—	768 500	246 700	1 015 200
		Сталь	675,0	147,0	822,0	2 449 000	540 600	2 989 600
		Железобетон	306,4	187,7	494,1	1 090 400	375 000	1 465 400
110	80% и 20%	Дерево	—	—	—	674 000	267 300	941 300
		Сталь	884,0	267,5	1 151,6	3 484 600	989 500	4 473 500
		Железобетон	462,4	385,2	847,5	1 345 800	652 600	1 998 400

тать, что она не меньше, чем стоимость обычных железобетонных центрифугированных опор, поскольку цена высокосортной стали значительно выше, чем стали Ст. 3, и изготовление таких опор сложнее.

Сборные центрифугированные железобетонные опоры, построенные в Грузии, эксплуатируются уже около трех лет.

На основании опыта транспортировки их элементов, сборки и установки на местах, а также эксплуатации можно привести некоторые данные.

Элементы опор длиной до 6 м перевозились на грузовых автомашинах с прицепами по неудобным дорогам в условиях горной местности на расстояние до 130 км, будучи положены в один и два ряда по высоте. Поломки элементов опор при их погрузке и выгрузке, а также при транспортировке имели место, как исключение в основном в первое время и притом при переезде через глубокие овраги. Этих поломок можно избежать, если элементы надежно привязывать, не допускать при перевозке ударов их друг о друга и соблюдать осторожность при переезде через овраги и иные препятствия. Элементы вполне успешно перевозились и по железной дороге. Сборка опор из отдельных элементов, их подъем и установка производились без затруднений.

Монтеры поднимались на такие опоры при помощи обычных когтей, к которым прикреплялись куски кожи или же приваривались куски стали с зазубринами (рис. 3).

При эксплуатации в опорах трещин и деформаций не появлялось. Имелись случаи нескольких аварий с поломкой опор, однако произведенная проверка показала, что при расчете этих опор не были учтены реальные условия нагрузки на них (значительные скорости ветра, возможность обрыва всех проводов).

Еще в 1936 г. было установлено несколько опытных сборных железобетонных центрифугированных опор на одном из участков Закавказской железной дороги для подвески контактного провода. Осмотр этих опор в 1951 г. показал, что они не имеют каких-либо дефектов.

### Выводы

Опыт применения при строительстве линий электропередачи сборных железобетонных центрифугированных опор, а также литературные данные дают основание сделать некоторые предложения, касающиеся проектирования и постройки этих опор.

Для изготовления железобетонных опор, работающих на изгиб с кручением, следует применять в основном бетон марки 350—400. Для опор, работающих на изгиб без кручения, например для промежуточных опор линий электропередачи 6—10 кВ — со штыревыми изоляторами и для промежуточных опор линий связи, при расчете которых обрыв по нормам не предусматривается, — марку бетона можно снизить.

Целесообразно применять в предусмотренных нормами случаях, при сильно нагруженных центрифугированных опорах, оттяжки, значительно облегчающие эти опоры. В противном случае опоры могут получиться при больших ветровых



Рис. 3. Подъем монтера на опору из центрифугированного железобетона при помощи обычных когтей с прикрепленными к ним кусками кожи.

нагрузках и значительных сечениях проводов достаточно тяжелыми и экономически менее приемлемыми. Это предложение относится также к угловым и конечным опорам.

При расчете центрифугированных опор следует учитывать местные метеорологические условия.

В целях облегчения нагрузок на опоры целесообразно в предусмотренных нормами случаях применять выпускающие зажимы для уменьшения величины обрывных тяжений на опоры.

Земляные работы при закреплении опор в грунте являются одним из трудоемких процессов при сооружении линий электропередачи. Эти работы при центрифугированных опорах могут быть легко механизированы путем применения буровых машин.

Не исключена возможность забивки в грунт нижних звеньев опор, снабженных железобетонными наконечниками с заострением, что может оказаться целесообразным, особенно в случае применения одностоечных опор. При применении П-образных опор добиться проектного положения при забивке стоек будет затруднительно.

Учитывая, что значительно более экономичны одностоечные слабо нагруженные опоры линий электропередачи и связи промежуточного типа, составляющие в равнинной местности от 80 до 90 % всех опор, а также одностоечные опоры перегонного типа для контактных линий электрических железных дорог, в ряде случаев может быть допущено проектирование линий электропередач на центрифугированных опорах промежуточного типа и на стальных опорах — анкерных.

# О рациональном объеме инструкций и оперативной документации для электроподстанций<sup>1</sup>

Канд. техн. наук Г. Б. Якуша

Одним из важных условий надежной и экономичной работы электроподстанций — наиболее сложной части электрической сети — являются эксплуатационные инструкции и оперативная документация. Они организуют практическую деятельность персонала по эксплуатации электроподстанций в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и подстанций».

Приказ Министра электростанций № 340 от 1952 г. «О мерах улучшения эксплуатации и обеспечения надежной работы электростанций и сетей» требует пересмотра в 1953 г. всех эксплуатационных инструкций, а новые «Правила технической эксплуатации» указывают на необходимость конкретизации их для каждого объекта в отдельности.

В настоящей статье автор пытается обосновать рациональный объем и перечень инструкций и документации, которые необходимы для каждой конкретной подстанции, а также изложить некоторые соображения по затронутым вопросам.

Вполне понятно, что не представляется возможным указать один общий рациональный объем инструкций и документации для всех подстанций, поскольку каждая из них имеет свои особенности, например: значение подстанции для электрической сети (транзитная, тупиковая, районная, распределительная); схема первичной стороны; количество и тип оборудования; категория потребителей и режим их работы; метеорологические условия данной местности; вид обслуживания (телеуправление, дежурство на дому или на подстанции, обслуживание без постоянного дежурного персонала); уровень автоматизации и новой техники и т. п. Каждый из перечисленных факторов в той или иной степени влияет на требуемый объем инструкций и оперативной документации.

В то же время отдельные виды инструкций и документации требуются «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами безопасности» для всех подстанций независимо от их особенностей.

Исходя из указанного, необходимый объем инструкций и оперативной документации можно разделить на две части: 1) постоянную, определяемую «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами безопасности», и 2) переменную, зависящую от особенностей эксплуатации данной подстанции.

Применим эти положения для определения рационального объема отдельно в части инструкций и оперативной документации.

## Объем инструкций

Ознакомление с эксплуатацией подстанций восемнадцати энергосистем показывает отсутствие единого подхода в составлении инструкции как по объему, так и по содержанию.

На одних подстанциях, как видно из табл. 1, инструкций в 5—20 раз больше, чем на других, что не может быть объяснено только особенностями эксплуатации отдельных подстанций. Среднее число инструкций, приходящихся на одну подстанцию, весьма велико и составляет для подстанций 110—220 кв — 50, подстанций 22—35 кв — 30 и подстанций без постоянного дежурного персонала — 15.

Таблица 1

Категории инструкций	Количество инструкций на подстанциях		
	110—220 кв	22—35 кв	без постоянного дежурного персонала
Должностные . . . . .	1—6	1—5	1—5
Оперативные . . . . .	2—11	2—13	0—9
Эксплуатационные . . . . .	8—56	2—35	1—15
Прочие . . . . .	1—14	1—14	1—7
Среднее количество . . . . .	15—85	3—55	2—25

Среднее число инструкций на подстанциях с постоянным дежурством в Донбассэнерго и Арменэнерго в 2 раза, а на подстанциях Крымэнерго и Одессаэнерго — в 3—4 раза меньше, чем в Азэнерго и Ростовэнерго (табл. 2). Объем инструкций на отдельных подстанциях колеблется от 40 до 800 страниц печатного текста на пишущей машинке.

Таблица 2

Наименование энергосистем	Среднее количество инструкций, приходящихся на одну подстанцию		
	110—220 кв	22—35 кв	без постоянного дежурного персонала
Азэнерго . . . . .	83	53	—
Ростовэнерго . . . . .	65	45	26
Баксанский энергокомбинат . . . . .	33	38	32
Арменэнерго . . . . .	31	31	—
Донбассэнерго . . . . .	33	27	23
Крымэнерго . . . . .	14	18	2
Одессаэнерго . . . . .	—	12	—

<sup>1</sup> Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

В то время как в Азэнерго и Ростовэнерго объем инструкций одной подстанции составляет в среднем более 500 стр., в Крымэнерго и Одессаэнерго он не превышает 40—80 стр.

Неменьший разбой имеет место и на подстанциях без постоянного дежурного персонала: на одних (Азэнерго, Арменэнерго) вообще нет никаких инструкций, а на других (Баксанский энергокомбинат, Донбассэнерго, Ростовэнерго) их количество достигает 25—30.

По категориям все инструкции распределяются примерно следующим образом:

Эксплуатационные . . . . .	57%
Оперативные . . . . .	17%
Должностные . . . . .	14%
Прочие . . . . .	12%

Количество инструкций все время растет за счет создания новых, составляемых в результате возникновения какой-либо аварии или ошибки персонала, как противоаварийные мероприятия. Однако сколько бы ни создавалось новых инструкций, как бы ни увеличивался их объем, практически невозможно охватить все вопросы, которые могут встретиться в эксплуатации.

Большой объем инструктивного материала только затрудняет пользование им и не приносит пользы. Особенно это относится к инструкциям по ликвидации аварий, нередко содержащих 40—50 стр. и более. Руководящий персонал сетевых районов вынужден затрачивать много времени на ежегодный пересмотр всех инструкций, их периодическое перепечатывание или издание типографским способом.

Упорядочение вопроса с инструкциями должно производиться на основе следующих положений.

В первую очередь целесообразна ликвидация большого количества инструкций, явно ненужных оперативному персоналу подстанций. К ним, например, можно отнести имеющиеся в некоторых энергосистемах инструкции по эксплуатации роликовых и шариковых подшипников; по метеорологическим наблюдениям; по учету ремонтов в сетях; по ведению записей в оперативном журнале; по обучению персонала; по пользованию дверными ключами и т. п.

Значительное сокращение инструкций может быть произведено за счет исключения сведений, имеющихся в учебниках и курсах техминимума, в директивных указаниях, «Правилах технической эксплуатации», «Правилах безопасности» и других общеизвестных источниках. Сюда относятся: назначение, принцип устройства и порядок эксплуатации типового оборудования; общие сведения по эксплуатации подстанций; общие указания по ведению переключений; действия при типовых случаях нарушения нормального режима работы подстанции; фазировка трансформаторов; разделка контрольного кабеля газовой защиты; терминология, применяемая в сетях при оперативных переговорах; текущий ремонт синхронного компенсатора и т. п.

На подстанциях с постоянным дежурным персоналом должны находиться только сборник должностных инструкций и сборник местных эксплуатационных инструкций.

В первом сборнике перечисляются права и обязанности персонала подстанций: начальника,

дежурного и его помощника, мастера, старшего электромонтера и электромонтера.

Права и обязанности для перечисленного персонала должны быть разработаны и изданы Министерством отдельным сборником, как типовые для всех подстанций, но с учетом отличия в их обслуживании, определяемом телеуправлением, дежурством на дому или на подстанции и др.

В сборнике местных эксплуатационных инструкций должны освещаться только вопросы, отражающие особенности эксплуатации данной подстанции.

Этот сборник с учетом требований «Правил технической эксплуатации» должен иметь примерно следующее содержание.

#### 1. Оперативные указания о порядке:

а) обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации и при авариях («Правила», § 738, 1021, 1025 и 1098 «б»);

б) осмотра и ремонта оборудования («Правила», § 735, 1041 и 1098 «б»);

в) регулирования частоты и напряжения («Правила», § 1007 и 1013);

г) переключений в условиях нетиповых схем первичной стороны.

#### 2. Эксплуатационные указания:

а) экономичный и надежный режим работы оборудования («Правила», § 1055);

б) обслуживание релейной защиты, автоматики, телемеханики и вторичных цепей («Правила», § 794);

в) особенности эксплуатации отдельных видов оборудования (в том числе заводские по выпускаемому новому оборудованию, не бывшего ранее в эксплуатации).

На подстанциях, не имеющих постоянного дежурного персонала, должно быть не более двух инструкций: 1) по ликвидации аварий при наличии и отсутствии связи с дежурным по району и 2) по производству переключений на данной подстанции, если она имеет нетиповую схему электрических соединений.

Все остальные необходимые инструкции находятся на месте дежурства оперативного персонала групп подстанций.

Кроме сборников инструкций, находящихся у оперативного персонала, у начальников подстанций могут быть дополнительные инструкции (специализированные по ремонту, производству разного рода испытаний, заводские и т. п.), которые в настоящей статье не рассматриваются.

Согласно требованиям «Правил технической эксплуатации» все инструкции подлежат ежегодному пересмотру. Изменения и исправления вносятся непосредственно в действующие инструкции. О результатах пересмотра делается пометка на специальном листке. К сожалению, в ряде энергосистем эти отметки ставятся беспорядочно в разных местах. При этом нередко подпись о пересмотре делается не руководящим персоналом сетевого района — главным инженером или его заместителем, — а рядовым работником, ставящим иногда формально штамп о пересмотре. При большом количестве изменений и исправлений инструкции должны перепечатываться.

Инструкции в сборнике должны иметь объем не более 1—2 стр. печатного текста каждая.

Сборники должны быть отпечатаны на плотной белой бумаге четким шрифтом, оформлены в твердый переплет и иметь опрятный вид. В начале сборника предусматривается оглавление с указанием страниц и листок для пометок о пересмотре инструкций, а в конце — отдельный листок для расписки персонала об ознакомлении.

Сборники должны храниться в специально отведенном месте.

### Объем оперативной документации

Анализ документации, имеющейся на тех же подстанциях 18 энергосистем, выявил весьма большое ее количество с разнообразным содержанием. Достаточно сказать, что всего насчитывается до 65 наименований разных журналов и книг, а на некоторых подстанциях — до 20 наименований. В табл. 3 приведено среднее количество документации, приходящейся на одну подстанцию, в ряде энергосистем.

Таблица 3

Наименование энергосистем	Среднее количество документации на подстанциях		
	110–220 кв	22–35 кв	без постоянного дежурного персонала
Сочиэнерго . . . . .	20	12	—
Арменэнерго . . . . .	19	15	—
Донбассэнерго . . . . .	17	11	11
Днепроэнерго . . . . .	14	14	—
Баксанский энергокомбинат . . . . .	13	13	9
Львовский энергокомбинат . . . . .	11	12	6
Киевэнерго . . . . .	—	7	—

Вряд ли особенностями эксплуатации можно объяснить такое положение, что в Сочиэнерго имеется на подстанциях 110 кв документации в два раза больше, чем на подстанциях Львовского энергокомбината, а на подстанциях 35 кв Киевэнерго в два раза меньше, чем на подстанциях Днепроэнерго или Баксанского энергокомбината.

Обращает внимание сравнительно большое количество документации — до 10 и более наименований — на подстанциях без постоянного дежурного персонала.

Одним из методов организации рационального ведения документации может быть ее сокращение, без ущерба для эксплуатации, за счет, например, явно излишних, ведущихся в некоторых энергосистемах журналов для учета: чертежей и материальных ценностей подстанции при передаче дежурства; индивидуальных заданий, рапортов дежурного техника; черновых записей аварийных отключений; переговоров о нагрузке и др.

Есть ли, например, необходимость вести журнал учета защитных переносных закороток на небольших подстанциях, где в течение года производится малый объем ремонтных работ (не более одного раза в месяц), а количество этих закороток не превышает 3–4 комплектов? Такой учет достаточно вести в оперативном журнале и на схеме-макете. Этого нельзя сказать о подстанциях, где ремонтные работы производятся не реже одного раза в неделю, а количество закороток доходит до 10 и более.

Аналогичный принцип должен быть применен и для учета: выдачи лестниц и защитных средств; выдачи ключей; выдачи нарядов на производство работ; заявок на отключение оборудования в ремонт, осмотров защитных средств.

Ряд важных сведений по эксплуатации оборудования можно заносить в их паспорта без ведения отдельных журналов. К таким сведениям следует отнести: учет проведенных ремонтов, результаты измерений сопротивлений изоляции обмоток силовых трансформаторов, данные об автоматическом отключении масляных выключателей и т. п.

На многих подстанциях ведется журнал для учета срабатывания трубчатых разрядников. Одновременно о каждом случае работы разрядника дежурный подстанции докладывает диспетчеру (дежурному) по сети, который делает об этом запись в своем оперативном журнале. Можно вести такие записи в отдельном журнале, находящемся на диспетчерском пункте, упрядив соответствующие журналы на всех подстанциях. При этом важные данные концентрируются в одном месте, что является более удобным для эксплуатационных работников сети.

Данные периодических осмотров строительной части подстанций можно заносить в один общий для всех подстанций района (участка сети) журнал, находящийся в эксплуатационном отделе сети. С указанным журналом квалифицированный работник (строитель) периодически посещает подстанции и на месте с их начальниками отмечает результаты осмотров.

На основании изложенного рациональный объем оперативной документации, как и инструкций, должен состоять из двух частей: 1) постоянной, определяемой «Правилами технической эксплуатации», 2) переменной, зависящей от особенностей эксплуатации данной подстанции.

Для подстанций с постоянным дежурным персоналом согласно требованиям «Правил технической эксплуатации» (§ 1103) обязательной оперативной документацией независимо от особенностей эксплуатации этих подстанций являются: сменный журнал, журнал для записи дефектов и неполадок с оборудованием, журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики и книга распоряжений.

Для крупной подстанции с большим количеством эксплуатируемого оборудования дополнительные документацией могут быть: журнал для учета защитных переносных заземлений, журнал регистрации нарядов и журнал заявок.

На небольших и средних подстанциях последние три вида журналов не ведутся, а соответствующие записи заносятся в сменный журнал.

Для подстанций без постоянного дежурного персонала, обычно имеющих небольшой объем оперативной работы, оперативная документация может быть значительно сокращена. В этом случае требуемую «Правилами технической эксплуатации» документацию — постоянную часть — необходимо распределить следующим образом:

1. Непосредственно на подстанции без постоянного дежурного персонала остается только журнал для записи дефектов оборудования и неполадок с ним, в котором фиксируются дефекты, об-

наруженные как самим оперативным персоналом, так и высшим административно-техническим персоналом.

2. Остальные виды документации: сменный журнал, журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики; книга распоряжений; учет закороток; наряды — являются общими для всех подстанций, обслуживаемых оперативным персоналом, и хранятся на основном месте его нахождения.

Оперативный журнал берется на место производства переключений.

Для контроля за режимом работы подстанции и ее оборудования дежурным персоналом ведется суточная ведомость, которая должна быть одной общей для всех видов контроля (нагрузки, напряжения, температуры, вибрации вращающихся машин, метеорологических данных и т. п.). Частота записей устанавливается распоряжением по сетевому району, исходя из местных условий и практической целесообразности («Правила технической эксплуатации», § 824). На крупных подстанциях, имеющих аккумуляторные установки, ведется также журнал аккумуляторной батареи.

Суточные ведомости измерений для подстанций без постоянного дежурного персонала обычно находятся при диспетчере (дежурном) сети и по мере необходимости берутся на место производства измерений оперативной парой.

Кроме оперативной документации имеется также техническая документация (журналы по ремонтам и профилактическим испытаниям, учету работы с персоналом, наблюдениям за осадками фундаментов, кабельные журналы и др.). Этот вид документации, которую ведет начальник подстанции или группы подстанций, здесь не рассматривается. Однако можно сказать, что и она требует критического рассмотрения с целью сокращения и установления рационального объема.

## Выводы

1. В большинстве энергосистем имеется чрезмерно большое количество инструкций и документации, что затрудняет ведение эксплуатации и отвлекает персонал от оперативной работы.

□ □ □

# Энергоснабжение и освещение ремонтных работ на линиях электропередачи

Канд. техн. наук В. Д. Юренков

Механизация ремонта на линиях электропередачи в настоящее время является одним из отстающих участков высоковольтного сетевого хозяйства.

Одной из основных причин такого отставания является отсутствие в номенклатуре отечественной промышленности переносных или легких передвижных электростанций и компрессоров с двигателями внутреннего сгорания, пригодных для обеспечения энергией механизмов на линиях электропередачи.

Требуется принятие общих положений в вопросе создания инструкций и оперативной документации.

2. Рациональный объем инструкций и документации должен быть значительно сокращен и состоять из двух частей: а) постоянной, определяемой «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами безопасности», и б) переменной, зависящей от особенностей эксплуатации данной подстанции.

У оперативного персонала подстанций с постоянным дежурством должны находиться только два сборника инструкций: а) должностных и б) местных эксплуатационных, требуемых особенностями эксплуатации данной подстанции.

На подстанциях без постоянного дежурного персонала должно быть не более двух инструкций: а) по ликвидации аварий и б) по производству переключений на данной подстанции, если последняя имеет нетиповую схему первичной стороны.

3. Объем оперативной документации может и должен быть уменьшен за счет ее рационализации и сокращения. На подстанциях с постоянным дежурным персоналом достаточно оставить только четыре журнала, требуемые «Правилами технической эксплуатации»: оперативный; для записи дефектов оборудования и неполадок с ним; релейной защиты, автоматики и телемеханики; распоряжений.

Для крупных подстанций можно дополнительно иметь журналы для учета защитных переносных закороток, регистрации нарядов и заявок, если они обуславливаются большим объемом ремонтных работ и не могут в связи с этим быть заменены записями в оперативном журнале.

На подстанциях без постоянного дежурного персонала должен быть только один журнал для записи дефектов оборудования и неполадок с ним. Остальная документация, требуемая «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами безопасности» или местными особенностями эксплуатации, находится на месте дежурства оперативного персонала группы подстанции.

Точный учет энергоемкости отдельных ремонтных работ на линиях электропередачи, выполняемых с помощью механизмов, в данное время затруднен вследствие того, что большая часть этих работ находится в стадии своего становления. Однако уже те предварительные данные, которые определены в высоковольтной сети одной энергосистемы, позволяют разделить эти работы по величине потребляемой энергии на две категории.

К первой из них относятся работы с незначительной мощностью механизмов. Примером таких

механизмов могут быть: щеточные электроинструменты для очистки металлических опор от ржавчины, механизированный инструмент для обработки древесины, подъемные механизмы (лебедки), прожекторы для освещения участков линий электропередачи в ночное время, мелкие землеройные машины и ряд других, составляющих в настоящее время подавляющую часть механизированных операций ремонта линий электропередачи.

Потребляемая мощность этих механизмов не превышает обычно 3 кВт.

Из работ этой категории, в которых используется пневматический инструмент, можно указать на антисептирование деревянных и окраску металлических опор линий электропередачи с помощью распылителей.

Расход воздуха у этих механизмов при давлении 2—4 ат не превышает 30—35 м<sup>3</sup>/час.

Ко второй категории относятся работы с большим расходом энергии. К ним можно отнести электросварку деталей металлических опор, питание вибрационных механизмов для установки и выемки пасынков и небольшое число других работ.

Мощность источника электроэнергии для их питания составляет не меньше 14—16 кВт.

Производительность компрессора для работ второй категории, к которым можно отнести, например, выемку мерзлых и каменистых грунтов с помощью пневматических лопат и ломов, а также очистку опор от ржавчины пневматическими роторными машинами, должна составлять, по видимому, при давлении воздуха 5—7 ат не менее 250—300 м<sup>3</sup>/час.

Вес передвижных электростанций или компрессорных установок, исходя из состава ремонтных бригад в 3—4 чел. и из необходимости перевозки их как на автомашинах, так и гужевым транспортом, не должен превышать 250—300 кг. При этом они должны быть снабжены катками или колесами для перемещения по доскам при погрузке на машину или телегу без подъема их вручную.

Опыт разработки и изготовления передвижных компрессорных установок и электростанций для ремонтных работ на линиях электропередачи показывает, что совместить оба указанных выше требования удается только для машин, относящихся к первой из указанных категорий работ.

В высоковольтной сети энергосистемы в течение последних 2—2,5 лет проводилась компоновка передвижных электростанций и компрессоров небольшой мощности из двигателей внутреннего сгорания, генераторов переменного трехфазного

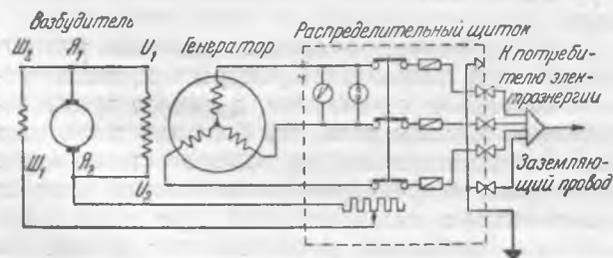


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема электростанции ЭЛ-6.

тока и компрессоров, выпускаемых отечественной промышленностью.

Ниже приведено описание таких электростанций и компрессоров, а также дана характеристика применения в высоковольтной сети энергосистемы некоторых стандартных передвижных электростанций.

Передвижные электростанции. Передвижная электростанция ЭЛ-6 предназначена для питания электроэнергией электроинструмента, электролебедок, прожекторов и других механизмов, применяемых при ремонтах линий электропередачи. Она состоит из четырехтактного двигателя внутреннего сгорания ЭЛ-6/3 и генератора трехфазного тока 3,6 кВт, 230 в, которые смонтированы на общей раме, снабженной катками.

Генератор соединен с двигателем мягкой эластичной муфтой.

Такое сочленение, обеспечивая простоту и надежность, имеет некоторые недостатки. Так как нормальные скорости вращения двигателя (2 200 об/мин) и генератора (1 500 об/мин) различны, — пришлось уменьшить скорость вращения двигателя до синхронной скорости генератора, что привело к некоторому недоиспользованию мощности этих машин: по двигателю на 8,4%, по генератору на 13%.

Бензобачок двигателя расположен над генератором и крепится на сварном каркасе. На этом же каркасе в боковой части укреплен распределительный щиток с измерительными приборами.

Принципиальная схема электрических соединений электростанции показана на рис. 1.

Сверху сварного каркаса расположен инструментальный ящик, а под ним прикреплена штепсельная розетка соединительной муфты для подключения шлангового провода, идущего к потребителям. В штепсельной розетке, имеющей пять контактов, два используются для присоединения заземляющего провода и соединены с корпусом генератора.

Карбюратор, регулятор скорости двигателя и распределительный щиток электростанции защищены от механических повреждений сетчатым щитом, прикрепленным к тележке и сварному каркасу.

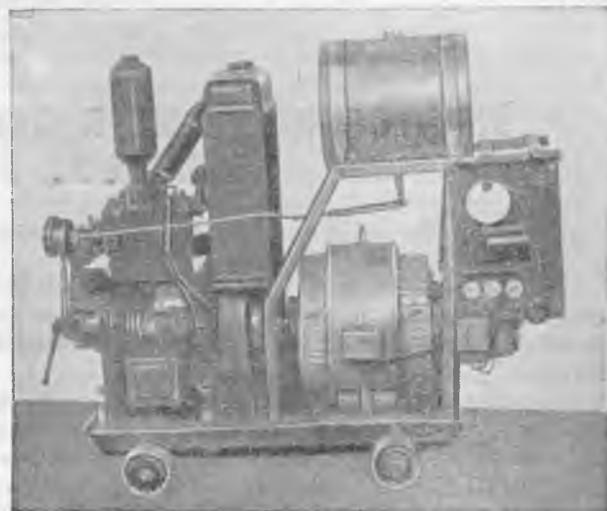


Рис. 2. Передвижная электростанция ЭЛ-6.

Внешний вид электростанции размером  $1\ 200 \times 630 \times 1\ 000$  мм и весом около 300 кг (без сетчатого ограждения) показан на рис. 2.

Регулятор оборотов не обеспечивает вполне постоянную скорость вращения генератора. При увеличении нагрузки от холостого хода до максимальной обороты двигателя снижаются на 4,5—5%. Это в сочетании с большим внутренним сопротивлением генератора дает недопустимо большое изменение напряжения токоприемников. Поэтому для поддержания постоянного напряжения на выводах генератора при колебаниях тока нагрузки необходимо изменять положение реостата возбуждения.

Зависимость частоты генератора от его нагрузки показана на рис. 3, откуда следует, что в режиме малых нагрузок частота несколько больше допускаемой нормами (52 гц). Однако уже при 15% нагрузке и выше, вплоть до полной, частота удерживается в нормальных пределах.

В высоковольтной сети энергосистемы в начале 1952 г. было изготовлено 20 передвижных электростанций указанного типа. Эти электростанции в течение 1952 и в 1953 гг. использовались в сетевых районах для освещения ночных работ, механизированной очистки опор перед покраской, профилактических испытаний высоковольтного оборудования концевых подстанций при их обесточении и на ряде других работ. За этот период электростанции показали достаточно высокую эксплуатационную надежность и соответствие требованиям в отношении мощности, транспортабельности и удобства обслуживания.

Кроме электростанций ЭЛ-6, являющихся основными для питания ремонтных механизмов, в 1952 г. было приобретено и передано сетевым районам 25 стандартных переносных станций постоянного тока мощностью 3 квт. Эти электростанции предназначались главным образом для освещения ремонтных работ на линиях электропередачи и для зарядки аккумуляторных батарей на монтерских и линейных пунктах.

Внешний вид такой электростанции показан на рис. 4. Электростанция состоит из двухтактного двигателя мощностью 6,2 л. с. со скоростью вращения 2 000 об/мин и компаундного генератора постоянного тока мощностью 3 квт с напряжением 50 в, соответствующим номинальному напряжению ламп прожекторов паровозного типа.

Хотя этим электростанциям предназначалась лишь вспомогательная роль, однако опыт их использования свидетельствует о том, что они оказались очень полезным дополнением к электростанциям типа ЭЛ-6. Обладая незначительным весом (126 кг), они без труда переносятся тремя-четырьмя рабочими и вполне обеспечивают

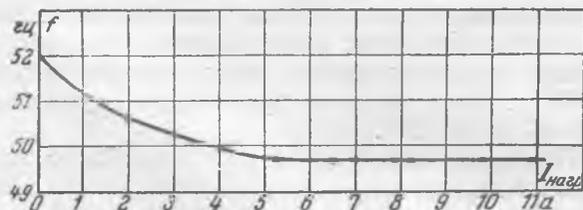


Рис. 3. Зависимость частоты электростанции ЭЛ-6 от тока нагрузки при включенном регуляторе оборотов двигателя.

освещение почти всех видов ночных работ на линиях электропередачи.

Вместе с тем применение этих электростанций для освещения ночных работ, не требующих использования других механизмов, позволяет реже применять более дорогие и тяжелые электростанции ЭЛ-6.

В середине 1953 г. высоковольтной сетью было получено около десятка стандартных железнодорожных передвижных электростанций типа ЖЭС-4к. Эти электростанции имеют мощность 3,2 квт при мощности двигателя 6 л. с. Преимущество их перед электростанциями ЭЛ-6 заключается в наличии автоматического регулятора напряжения и в редукторном соединении генератора с двигателем, что обеспечивает большую перегрузочную способность и возможность запуска более крупных электродвигателей. Некоторыми недостатками являются 25% увеличение веса (400 кг) при практически одинаковой мощности и значительно большие габариты электростанции. Опыт использования этих электростанций в настоящее время еще недостаточен для оценки их соответствия требованиям эксплуатации.

Передвижная компрессорная установка. Значительная часть механизированных работ и в том числе такие трудоемкие, как антисептирование деревянных и окраска металлических опор линий электропередачи, выполняются пневматическими инструментами и аппаратами. Поэтому вопрос обеспечения сжатым воздухом пневматических механизмов в полевых условиях имеет важное значение. Поскольку передвижные компрессоры с двигателем внутреннего сгорания, обладающие малым весом и необходимой производительностью (30—35 м<sup>3</sup>/час) отечественной промышленностью не изготавливаются, пришлось компоновать такой компрессор из отдельных машин.

В качестве двигателя был использован стандартный малогабаритный карбюраторный двигатель ОДВ-300, в качестве компрессора — стандартный передвижной компрессор типа О-16. Электродвигатель этого компрессора мощностью 2,8 квт был снят, и на его место с помощью вспомогательной конструкции установлен двигатель ОДВ-300 мощностью 6 л. с. Так как скорость вращения двигателя ОДВ-300 более чем в 2 раза превосходила скорость вращения электродвигателя

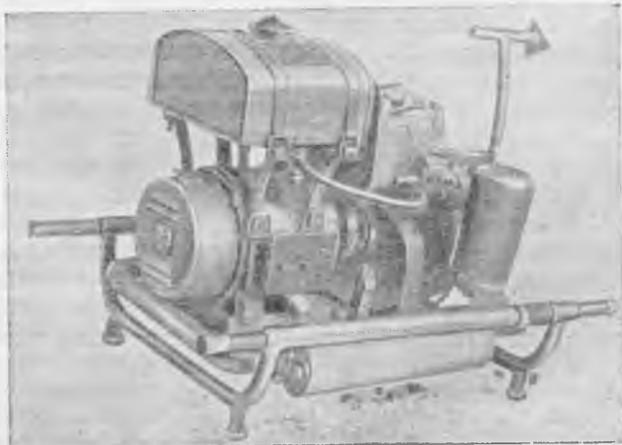


Рис. 4. Переносная электростанция постоянного тока.

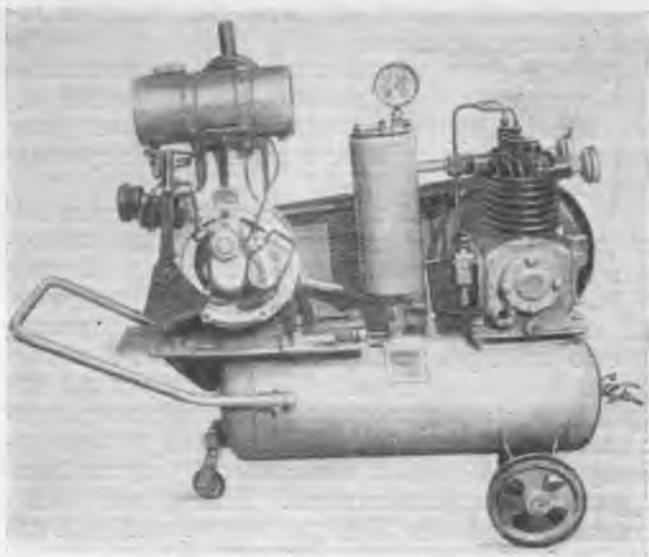


Рис. 5. Передвижная компрессорная установка.

теля, были соответствующим образом изменены передаточные числа клиноременной передачи. Внешний вид скомпонованной таким образом компрессорной установки показан на рис. 5.

Компрессор имеет производительность (по засасываемому воздуху)  $30 \text{ м}^3/\text{час}$ , давление сжатого воздуха  $4 \text{ ат}$ .

В середине 1951 г. 15 таких компрессорных установок были смонтированы и работали в районах высоковольтной сети энергосистемы в течение 1952—1953 гг., решив задачу обеспечения сжатым воздухом пневматических механизмов, применяемых при ремонтах линий электропередачи. Вместе с тем, они показали себя как простые для обслуживания и вполне надежные механизмы, которые в дальнейшем целесообразно внедрять в более широких масштабах.

Недостатком их является недоиспользование двигателя внутреннего сгорания, приводящее к излишнему повышению веса установки. В известной степени этот недостаток компенсируется повышенной надежностью работы двигателя и увеличением срока его работы без разборки.

**Организация обслуживания.** Опыт работы всех указанных выше машин в 1952 г. выявил необходимость организации четкой ответственности персонала за их содержание и эксплуатацию.

Ниже описана организация обслуживания и ремонта, а также приведена отчетность по передвижным электростанциям, установленная в высоковольтной сети энергосистемы.

Такой же порядок без значительных отступлений установлен и в отношении других вводимых в эксплуатацию механизмов и машин.

Каждая передвижная электростанция, находящаяся на монтерском пункте или в подрайоне, закрепляется за определенным лицом — старшим монтером или мастером, — которое до этого проходит специальное изучение ее устройства и обслуживания и получает допуск для работы с ней.

Ответственное лицо следит за исправностью электростанции, организует и участвует в ее ремонтах и подготавливает ее к работе при выездах. Кроме ответственного лица, право обслужи-

вания электростанции получают на пункте еще несколько наиболее квалифицированных монтеров. Такая организация позволяет использовать электростанции наиболее полно.

В тех случаях, когда обслуживание электростанции на линии производится одним из допущенных монтеров, на обязанности ответственного лица лежит проверка и подготовка ее к работе перед выездом на место и передача ее монтеру.

По окончании работы и возвращении на монтерский пункт ответственное лицо осматривает электростанцию, отмечает все выявленные дефекты и делает отметку об этом в журнале учета работы и ремонтов станции.

При этом отмечаются также данные о продолжительности и характере работы, средней нагрузке генератора станции, затрате горючего и смазочного масла.

В этом же журнале учитываются владельцы электростанций (энергосистема, район, монтерский пункт) и ответственные за ее содержание лица. При перемене владельца журнал передается вместе с электростанцией. Ремонты электростанции производятся после определенного количества часов работы двигателя внутреннего сгорания, обусловленного инструкцией. Этой же инструкцией обусловлены объем и порядок ремонта генератора и распределительного щита.

Все ремонты электростанции с разборкой двигателя до подготовки опытных кадров выполняются в настоящее время в централизованном порядке в районе под руководством механика гаража и инженера-электрика. После накопления опыта ремонта этот порядок может быть, по видимому, изменен в сторону большей децентрализации ремонта.

Текущий осмотр электростанции и подтяжка креплений производятся на местах один раз в месяц.

Проверка изоляции щитка и генератора и при необходимости ее сушка, а также устранение мелких дефектов выполняются также на местах после каждого возвращения электростанции с линии. О всех этих ремонтах делается соответствующая запись в журнале учета работы и ремонтов станции.

Прожекторы для освещения ночных работ. Освещение ремонтных работ на линиях электропередачи в ночное время выполняется в большинстве случаев самым примитивным способом, с помощью костров.

Значительный удельный вес ночных работ в крупных энергосистемах заставляет искать более удовлетворительного решения этого вопроса, в частности путем применения прожекторов.

В результате изучения возможности использования стандартных прожекторов для освещения линейных ремонтных работ Центральной лабораторией высоковольтной сети энергосистемы в 1952 г. были выбраны прожекторы двух типов: ПЗО-45 и ПР-212.

Первый из них предназначен для общего освещения заливающим светом больших монтажных площадок, опор проводов в пролетах линий электропередачи 35, 110 и 220 кВ и ряда других линейных объектов.

Лира этого прожектора допускает возможность его наклона в вертикальной плоскости вниз на  $45^\circ$  и вверх на  $80^\circ$  от линий горизонта, что вполне достаточно для всех практически встречающихся видов работ. В горизонтальной плоскости прожектор вращается на  $360^\circ$ .

Для установки на земле он был снабжен треногой из углового железа высотой 69 см.

Питание ламп прожекторов электроэнергией осуществляется от передвижных электростанций переменного тока 220 в или постоянного тока 50 в. Нормальным источником света для прожекторов типа ПЗО-45 является электрическая лампа мощностью 1 000 или 500 вт (110—220 в).

Кроме того, для питания прожекторов от электростанции постоянного тока применены лампы точечного света мощностью 500 вт, 50 в.

Прожектор ПР-212 театрального типа предназначен для освещения небольших площадок при ремонтах опор линий электропередачи, ям под опоры, отдельных частей опор и т. д. Лира этого прожектора допускает возможность наклона его корпуса в тех же пределах, что и у прожектора ПЗО-45. Его тренога состоит из шарнирно-соединенных деталей из углового железа, что позволяет складывать ее при транспортировке.

Источником света этого прожектора является электрическая лампа точечного света 110 или 220 в мощностью 1 000 вт с цоколем типа «Голиаф».

Кроме того, для возможности использования в таких прожекторах ламп точечного света мощностью 500 вт, имеющих нормальный цоколь, они снабжены переходными цоколями.

В 1952 г. около 50 прожекторов указанных типов было оборудовано для работы в линейных условиях и передано для опытной эксплуатации в сетевые районы высоковольтной сети энергосистемы вместе с передвижными и переносными электростанциями. Опыт их применения свидетельствует о резком улучшении освещенности рабочих площадок во время ночных работ, что позволило повысить их качество, а в ряде случаев существенно сократить время их выполнения.

Оба типа прожекторов в 1952 г. широко применялись при ремонтных и аварийных работах на линиях высоковольтной сети энергосистемы и вполне могут быть допущены для дальнейшего внедрения.

Вместе с тем опыт эксплуатации выявил также некоторые недостатки этих прожекторов.

Прожектор ПЗО-45, обеспечивая в основном требуемую освещенность и дальность действия при различных работах, включая подвеску и регулировку проводов на линиях 110—220 кв, не обладает необходимой прочностью, и его стеклянный отражатель при перевозках часто выходит из строя. Кроме того, габариты этого прожектора не позволяют считать его достаточно удобным для перевозки.

Второй прожектор — ПР-212, — наоборот, будучи очень прочным и транспортабельным, а также неприхотливым в обращении, обладает незначительной дальностью действия и низким к. п. д., что требует при работах по подвеске проводов

применения нескольких прожекторов этого типа и соединительных проводов большой длины.

Эти недостатки не позволяют считать вопрос выбора конструкции прожектора для линейных работ полностью исчерпанным и выдвигают необходимость разработки электропромышленностью специализированного прожектора, полностью отвечающего условиям работы на линиях электропередачи.

## Выводы

Итоги полуторагодичной эксплуатации передвижных электростанций и компрессоров, скомпонованных в высоковольтной сети энергосистемы, свидетельствуют, что как по выбранной мощности, так и по конструкции передвижная электростанция ЭЛ-6 и компрессорная установка с двигателем ОДВ-300 в основном вполне отвечают поставленным при их разработке целям и могут быть приняты за основу при заводском производстве специализированных машин, обеспечивающих электроэнергией или сжатым воздухом ремонтные механизмы на линиях электропередачи.

Эти итоги выявляют также значительные возможности для улучшения конструкции указанных установок в направлении снижения их веса за счет лучшего использования входящих в электростанцию и компрессорную установку машин и облегчения вспомогательных деталей.

Наконец, эти итоги выявляют необходимость организации глубокого и систематического изучения монтерским персоналом материальной части и правил обслуживания электростанций и компрессоров, без чего не может быть обеспечена их нормальная эксплуатация. Эта задача часто осложняется недостаточностью общей и технической подготовки монтерского состава и требует большого внимания и организаторской работы со стороны технических руководителей сетевого хозяйства.

Исходя из задач дальнейшего развертывания механизации линейных работ, следует пожелать, чтобы Техническое управление по электростанциям Министерства обобщило опыт разработки в высоковольтной сети описываемой энергосистемы и в других энергосистемах передвижных электростанций и компрессорных установок для линейных работ и, выбрав лучшие образцы, организовало централизованное производство таких машин в количествах, достаточных для удовлетворения нужд сетевого хозяйства энергосистем. Без обеспечения такой энергетической базы сколько-нибудь широкое развертывание механизации ремонтов на линиях электропередачи не может иметь места, а изготовление указанных машин в энергосистемах и энергообъединениях представляет большие трудности.

Представляется также вполне актуальным поставить в одном из научно-исследовательских институтов Министерства электростанций и электропромышленности разработку в 1954 г. специализированных машин для ремонтных работ на линиях электропередачи, снабженных генератором трехфазного тока, мощностью 14—16 квт и работающим от двигателя автомашины.

# Определение места „металлических“ витковых замыканий в обмотках трансформаторов

Инж. Н. В. Порозов

Индукционный метод обнаружения витковых замыканий общеизвестен и находит широкое применение в практике различных испытаний и измерений, в частности при испытании электрических машин (определение паза с витковым замыканием в секции). Однако в практике испытаний трансформаторов подобный метод не применялся и не было аппаратуры для определения металлических витковых замыканий в обмотках без насадки последних на магнитопровод.

Ниже описываются способы применения индукционного метода для обнаружения витковых замыканий в обмотках трансформаторов до или после их насадки на сердечник<sup>1</sup>.

## Основные принципы метода

Если в короткозамкнутом витке обмотки (насаженной на магнитопровод или без него) возбудить переменную э. д. с., то в данном витке возникает индуцированный ток короткого замыкания. Этот ток, в свою очередь, создает вокруг витка на всем его протяжении переменное электромагнитное поле.

Благодаря этому при отсутствии посторонних полей заметной величины место виткового замыкания по высоте обмотки можно очень точно обнаружить с помощью соответствующей катушки (искателя) с подключенным к ней достаточно чувствительным прибором.

При перемещении такой, соответственно ориентированной, катушки сверху вниз вблизи или непосредственно по поверхности проверяемой обмотки место виткового замыкания обнаружится по возрастанию показаний прибора. Во всех других местах по высоте обмотки прибор или совсем не будет давать показаний, или они будут значительно меньшими, быстро убывающими в обе стороны от короткозамкнутого витка.

Для нахождения замыканий в обмотках с параллельными проводами применяется тот же принцип измерений, но отличающийся в данном случае тем, что используется разностное электромагнитное поле двух «бифилярных» проводов. Если соседние концы проводов, находящихся рядом и замыкающихся в некоторой точке, присоединить к источнику переменного тока, то по проводам потекут токи разного направления; при этом на всем протяжении до точки замыкания вокруг этих проводов, несмотря на их «бифилярность», будет существовать некоторое разностное электромагнитное поле.

Существование этого поля обуславливается тем, что оси проводов не совпадают, в результате чего около проводов обнаруживается преобладание поля «ближнего» провода над противоположным по знаку полем «дальнего» провода; за точкой замыкания проводов токи и поле отсутствуют.

Перемещая определенным образом ориентированную измерительную катушку вдоль замы-

кающихся проводов трансформаторной обмотки, можно, пользуясь описанным выше явлением, совершенно точно обнаружить место замыкания проводов независимо от характера замыкания («витковое» или «межпараллельное»).

Практически сразу же за местом замыкания проводов, где отсутствует ток, никаких показаний прибор не обнаружит. Почти сразу исчезают показания и при удалении катушки (вверх или вниз) от проводов, обтекаемых током.

Если имеются три провода с током, в двух из которых ток имеет одинаковое направление, а в третьем (любом) — противоположное, то поля двух проводов с противоположными токами почти компенсируются, а поле третьего провода, ничем не скомпенсированного, проявляет себя так, как будто имеется вообще только один провод с током. Аналогичное положение имеет место при

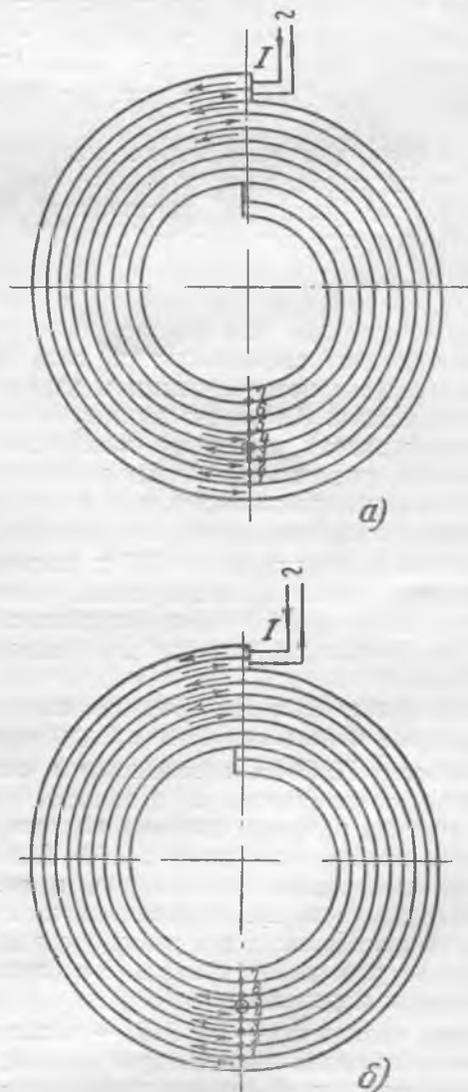


Рис. 1. Замыкание параллельных проводов секции.

а — замыкание проводов разных витков; б — замыкание проводов в одном витке.

<sup>1</sup> Авторское свидетельство № 5717, 1953.

любом нечетном числе проводов с током, при противоположных направлениях тока в каждой паре проводов. Такое токораспределение получается при замыкании между двумя параллельными проводами обмотки, относящимися к разным виткам (рис. 1,а); если же замкнуты параллельные провода одного витка, то число проводов, обтекаемых током, в любом месте обмотки будет четным (рис. 1,б) и суммарное поле всех проводов будет значительно более слабым.

Пользуясь этим, можно отличить замыкание параллельных проводов, принадлежащих к разным виткам, от замыкания проводов в одном витке: показания прибора, подключенного к искателю, будут, очевидно, в первом случае значительно больше, чем во втором.

## Аппаратура

Отыскание витковых замыканий производится с помощью искателя и питателя.

Искатель замыканий представляет собой маленькую многовитковую катушку, помещенную на разомкнутый сердечник из нескольких листов пермаллоя, трансформаторной или динамной стали; катушка соединяется с зажимами прибора-указателя.

Для обмоток секционного типа применяется секционный искатель (рис. 2,а), а для цилиндрических обмоток с гладкой поверхностью — щелевой искатель (рис. 2,б).

При работе секционный искатель поочередно вставляется в секции возбужденной проверяемой обмотки, охватывая их и перекрывая длиной своего сердечника радиальный размер секции не менее чем на 10—15 мм (рис. 3). Щелевой искатель при работе перемещается по поверхности проверяемой возбужденной обмотки таким образом, чтобы щель искателя была всегда параллельна линии витков.

В качестве катушки для искателей может применяться сетевая катушка на 220 в, применяющаяся в электрическом звонке ЗД-3, изготовления МТЗ.

Основные размеры и данные искателей приведены в таблице. Присоединяемый к искателю прибор-указатель состоит из магнитоэлектрического микроамперметра на 50 мкА типа М592, выпрямителя, собранного по двухполупериодной схеме (по одной селеновой или купроксной шайбе диаметром 18 мм в плече), и регулятора чувствительности; в качестве последнего служит потенциометр сопротивлением 50—75 тыс. Ом.

Питатель применяется для возбуждения э. д. с. в однопроводной обмотке, не надетой на магнитопровод.

Для возбуждения всей проверяемой обмотки применяется общий питатель, а для возбуждения только одной секции — секционный питатель (для секционных обмоток).

Если дефектная обмотка находится на магнитопроводе и является наружной, то ее возбуждение может осуществляться обычным путем, без питателя.

Секционный питатель по устройству подобен секционному искателю (рис. 2,в).

Сердечник выполняется из нескольких листов трансформаторной или динамной стали.

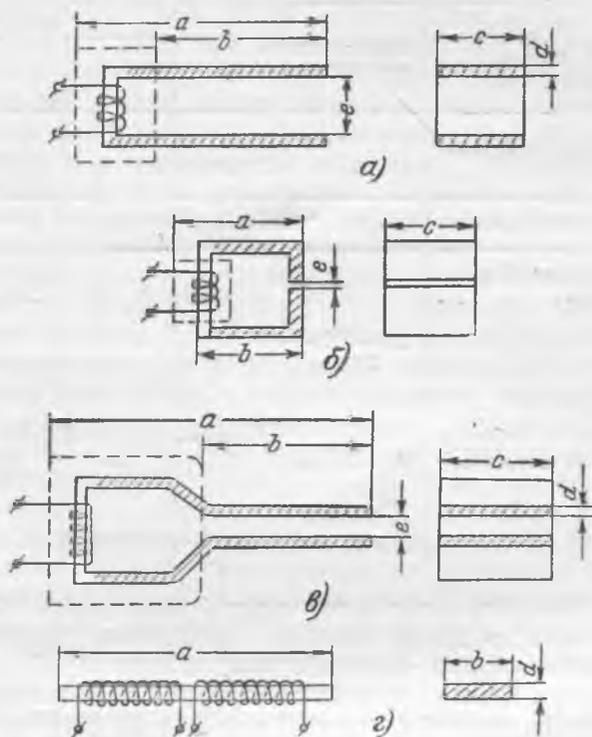


Рис. 2. Эскизы искателей и питателей.

а — секционный искатель; б — щелевой искатель; в — секционный питатель; з — общий питатель.

Две катушки питателя, соединенные на одно из напряжений — 36, 120, 220 в, — включаются в соответствующую сеть через кнопку, встроенную в корпусе питателя.

Кнопка обеспечивает кратковременную работу питателя, предохраняя катушки от чрезмерного перегрева.

Питатель поочередно вставляется в секции обмотки подобно секционному искателю и осуществляет электромагнитное возбуждение охватываемой им секции (в которую одновременно вставляется и искатель). Как и у искателя, сердечник питателя должен перекрывать радиальный размер секции.

Основные размеры и данные секционного питателя приведены в таблице.

Общий питатель представляет собой легкий переносный сердечник-стержень с намотанной по всей его длине возбуждающей обмоткой, которая питается от сети переменного тока (рис. 2,з).

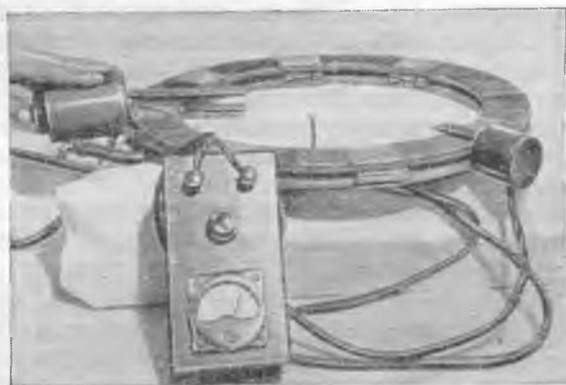


Рис. 3. Обнаружение виткового замыкания в секции.

Прибор	Мощность и напряжение	Сердечник, мм					Катушка		
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i> (щель)	Длина, мм	Число витков	Диаметр провода (ПЭЛ), мм
Секционный искатель . . . . .	—	100—200	50—150	20—30	2—3	10—15	20—25	5 000	0,1
Щелевой искатель	—	75	50	20—30	2—3	1—2	20—25	5 000	0,1
Секционный питатель . . . . .	35—50 <i>ва</i> 220—120—36 <i>в</i>	125—225	50—150	20—30	2—3	10—15	50—60	2×2 000 послед. (220 <i>в</i> ) 2×1 300 послед. (120 <i>в</i> ) 2×700 паралл. (36 <i>в</i> )	0,31
Общий питатель . . . . .	100—700 <i>ва</i> 36—120 <i>в</i>	1 500	—	50	3	—	1 400	2×800 послед. (120 <i>в</i> ) 2×800 паралл. (36 <i>в</i> )	0,6

Питатель вставляется внутрь испытуемой обмотки. Его длина должна превышать высоту обмоток на 200—300 мм с каждой стороны. Если обмотка весьма велика, то измерения делаются с более коротким питателем в два приема так, чтобы в результате перекрывалась вся обмотка.

Число витков и размер провода выбираются в зависимости от размеров сердечника и напряжения питающей сети.

Основные данные питателя с длиной 1,5 м приведены в таблице.

При испытании обмоток с параллельными проводами концы замкнутых проводов включаются в сеть через ограничивающий дроссель.

Параметры дросселя выбираются такими, чтобы он мог погасить на себе все напряжение сети (желательно 36 *в*) при токе порядка 15—20 *а* без опасного перегрева своей обмотки в течение 20—30 мин.

## Методика измерений

Описываемая методика измерений применима ко всем обмоткам трансформаторов, намотанным из провода не слишком малого сечения (не меньше 5 мм<sup>2</sup>).

Для определения места замыкания в однопроводных обмотках секционного типа проверяемая обмотка возбуждается либо целиком общим питателем или путем возбуждения магнитопровода (если она находится на магнитопроводе и является наружной), либо посекционно — секционным питателем (независимо от того, находится ли она на магнитопроводе или нет).

Секционным искателем проверяется каждая секция возбужденной обмотки, причем при возбуждении обмотки секционным питателем, вставляемым до упора, искатель вставляется (тоже до упора), в ту же секцию, что и питатель на расстоянии 200—300 мм от последнего (рис. 3).

Степень возбуждения будет достаточной, если в короткозамкнутом витке будет возбуждаться ток порядка десятых долей ампера.

Во всех случаях достаточность возбуждения, а также исправность и чувствительность аппаратуры могут быть заблаговременно проверены на

«контрольном» короткозамкнутом витке, наложенном на секцию проверяемой обмотки.

При возбуждении проверяемой обмотки на магнитопроводе, как правило, достаточно, чтобы напряжение одного витка имело порядок сотых или десятых долей вольта.

При проверке дефектная секция с витковым замыканием обнаружится искателем по наибольшим показаниям прибора. Следует проверять обязательно все секции обмотки, даже если в процессе измерения уже была обнаружена дефектная секция. Практика показывает, что иногда (хотя и редко) в обмотках обнаруживается по два замыкания.

Для приближенного определения места замкнутого витка в радиальном направлении («по глубине») секции искатель вставляется до упора в дефектную секцию обмотки, устанавливается высшая чувствительность на приборе-указателе, и секция возбуждается так, чтобы стрелка прибора отклонилась почти на всю шкалу. Затем вынимают искатель и постепенно начинают вставлять его в секцию, внимательно наблюдая за стрелкой прибора.

Начало отклонений стрелки указывает на то, что концы сердечника непосредственно приблизились к короткозамкнутому витку.

Для определения места замыкания в однопроводных цилиндрических (гладких) обмотках проверяемая обмотка возбуждается целиком или общим питателем либо путем возбуждения магнитопровода (если она находится на магнитопроводе и является наружной). При возбуждении обмотки на магнитопроводе необходимо соблюдать, чтобы это возбуждение было малым во избежание влияния поля магнитопровода на искатель. Щелевым искателем проверяют обмотку сверху донизу, перемещая его по одной из образующих поверхности обмотки так, чтобы щель его была параллельна линиям витков. Место виткового замыкания по высоте обмотки обнаружится по наибольшим показаниям прибора.

Достаточность возбуждения и чувствительности аппаратуры проверяется, как и в предыдущем случае, с помощью «контрольного» короткозамкнутого витка.

Если проверяемая обмотка является однослойной, то щелевой искатель точно обнаруживает короткозамкнутый виток.

Если данная обмотка выполнена из широкого прямоугольного провода (намотка плашмя), то, перемещая щель искателя строго по краю (по низу, или по верху) закороченного витка по всей окружности обмотки, можно в одной из точек заметить скачкообразное изменение показаний прибора, которое и указывает точку замыкания.

В многослойных обмотках искатель может указать только место виткового замыкания по высоте обмотки и не может указать дефектного слоя.

При проверке как секционных, так и цилиндрических обмоток на возбужденных магнитопроводах для безопасности рекомендуется питать трансформатор всегда со стороны обмотки высшего напряжения и притом не самой дефектной фазы, а соседней с ней.

Для определения места замыкания в обмотках с параллельными проводами через замыкающиеся провода обмотки со стороны одного из отводов пропускают переменный ток (50 гц) порядка 10—30 а. При этом обмотка может находиться на невозбужденном магнитопроводе (если она является наружной) или не быть на нем. Питание осуществляется от любого подходящего источника тока с регулируемым напряжением или от сети через ограничительный дроссель (или соответствующее сопротивление). В исправности искателя и прибора можно предварительно убедиться по значительному отклонению стрелки прибора при поднесении сердечника искателя к одному из обтекаемых током проводов отвода.

Практика показывает, что, несмотря на специально принимаемые меры, замыкания в концах (на изгибе) обмотки происходят гораздо чаще, чем внутри нее.

Для того чтобы установить, нет ли замыкания в концах обмотки, искатель вставляется в секцию сразу за питаемым отводом (за его изгибом), и если при этом прибор, включенный на высшей чувствительности, совершенно не дает никаких показаний, то замыкание — в питаемом отводе.

Рекомендуется проверять обмотку всегда дважды при питании ее со стороны каждого из отводов. Это нужно делать как для надежности измерений, так и для выявления возможных замыканий в обоих отводах. В том случае, когда замыкания в отводах не окажется, находят дефектную секцию, переставляя секционный искатель из секции в секцию и удаляясь от питаемого отвода. Последняя секция, где будут обнаруживаться показания хотя бы в одном месте по ее окружности, и будет являться дефектной.

Рекомендуется повторить измерения при питании обмотки со стороны другого отвода.

При этом может обнаружиться вторая дефектная секция.

При испытании спиральных обмоток с трансформаторными показания прибора могут значительно отличаться при вставлении искателя в различные части (четверти) обмотки. Следует помнить, что дефектная секция в обмотках с параллельными проводами определяется не по максимальным

показаниям прибора, а по отсутствию показаний сразу за дефектной секцией.

Место замыкания по окружности дефектной секции в спиральных обмотках обнаруживается искателем полным исчезновением показаний прибора, а в непрерывных и дисковых обмотках — скачкообразным изменением. Если скачкообразного изменения не обнаруживается, то место замыкания можно точно установить искателем, наложив поверх дефектной секции провод в виде витка, включенного в цепь питания так, чтобы направление этого витка было противоположно направлению намотки витков секции. При этом показания прибора (искатель должен охватывать и дополнительный провод) резко уменьшатся и в секции обнаружится точка, где будет происходить или скачек показаний или их полное исчезновение.

В цилиндрических обмотках с параллельными проводами отсутствие замыкания в концах проверяется по той же методике, что и для секционных обмоток, но применяется щелевой искатель.

При отсутствии замыкания в концах определяют место замыкания по высоте обмотки, перемещая искатель по одной из образующих наружной поверхности обмотки, начиная со стороны, противоположной питаемому отводу в сторону последнего. Первое наибольшее показание прибора указывает «границу тока», т. е. край последнего провода, по которому еще протекает ток. По первому максимальному показанию прибора определяют место замыкания по высоте обмотки.

Для нахождения места замыкания по окружности витка искатель перемещают по установленной «границе тока» по ходу витка (считая ход со стороны питаемого отвода), до тех пор, пока в одном из мест не обнаружится резкий спад показаний прибора. Место замыкания будет находиться точно против этой точки, но на один провод ближе в сторону питаемого отвода.

Таким путем с точностью до 5—10 мм определяется место замыкания в обмотке с любым числом параллелей.

В двуслойных обмотках с параллельными проводами сначала подается питание со стороны отводов наружного слоя и искателем проверяют весь наружный слой от начала до конца. Если в этом слое повреждение не обнаруживается, то подается питание на отводы внутреннего слоя и производится аналогичная проверка внутреннего слоя. Если обнаружится четкая «граница тока» в пределах слоя, а в конце слоя показаний прибора не будет, то дефектным является внутренний слой. Если же при проверке обоих слоев «граница тока» оказывается в конце каждого из слоев (считая от питаемого отвода), т. е. на переходе слоев, то это значит, что в данном случае имеется замыкание в месте перехода из слоя в слой.

Для определения характера замыкания в непрерывных и дисковых секционных обмотках сначала сердечником искателя нужно охватить один из обтекаемых током проводов отвода, так чтобы отвод проходил примерно через середину длины сердечника, и заметить показания прибора. Если они будут слишком большими, то регулятором

чувствительности добиться отклонения стрелки в пределах шкалы прибора.

Затем искатель вставляется в дефектную секцию (до упора) и при этом замечаются показания прибора на его прежней чувствительности.

Если прибор не будет давать никаких показаний или они будут значительно меньшего порядка, чем в первом случае (около отвода), то замыкание является безопасным («межпараллельное») и может не устраняться.

Если же показания прибора будут одного и того же порядка, то замыкание является опасным («витковое») и подлежит обязательному устранению.



## Выводы

Полугодичное применение индуктивного метода и приспособленной к нему аппаратуры в производственных условиях обмоточных цехов и испытательных станций Московского трансформаторного завода показывает эффективность, простоту и точность данного метода, не требующего обязательной насадки обмоток на магнитопровод.

Метод при известном практическом навыке прост и общедоступен. Аппаратура весьма проста и может быть изготовлена на месте. Метод может распространяться не только на трансформаторные, но и на другие главным образом крупные обмотки.

# Определение увлажненности изоляции трансформаторов

Инж. С. А. Городецкий

Для контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов применяются емкостные методы: „емкость — температура“ и „емкость — частота“. Особенно широкое распространение получил разработанный Центральной научно-исследовательской электротехнической лабораторией Министерства электростанций и электропромышленности (ЦНИЭЛ) метод „емкость — частота“, который удобен тем, что допускает измерения при температуре трансформатора не выше 15—20° С.

Однако в соответствии с эксплуатационным циркуляром Технического управления министерства № 3, Э 1951 г. в некоторых случаях приходится применять и метод „емкость — температура“. В связи с этим представляет интерес вопрос о необходимой температуре подогрева трансформатора при применении метода „емкость — температура“.

В первые годы (1945—1947) внедрения метода „емкость — температура“, разработанного Московским трансформаторным заводом, считалось необходимым определять отношение емкостей обмоток при температурах 80 и 20° С\*. В 1948 г. было предложено принимать отношение емкостей равным 1,3 для неувлажненной изоляции трансформаторов при температурах 70 и 20° С, т. е.  $\frac{C_{70}}{C_{20}} \leq 1,3^{**}$ .

Аналогичные указания имеются в периодической литературе и до настоящего времени<sup>1</sup>.

Как известно, нагрев трансформаторов до 50—60° С происходит обычно сравнительно быстро; дальнейшее (после 60° С) повышение температуры происходит значительно медленнее. Как видно из рис. 1, нагрев трансформатора от 60 до 70° С требует примерно столько же времени, как и нагрев до 60° С. Поэтому, если ограничиться нагреванием до температуры порядка 60° С, можно

почти вдвое сократить продолжительность нагревания трансформатора.

В отдельных случаях повышение температуры до 70° С требует применения дополнительных мероприятий и связано с очень большими затруднениями.

Так, например, при определении увлажненности обмоток трансформатора 10 тыс. кВа 110/35 6 кВ с регулировкой под нагрузкой удалось поднять температуру до 68° С в течение 15 час. (рис. 2). При этом было установлено, что отношение емкостей

$\frac{C_{68}}{C_{20}} = 1,03$ . Это свидетельствовало о не-

увлажненности изоляции обмоток трансформатора и являлось основанием для прекращения нагрева трансформатора. Тем не менее, по требованию энергосистемы нагрев был продолжен, для чего потребовалось увеличение ампервитков намагничивающей обмотки примерно на 15%. Для повышения температуры на 2° С (рис. 2) потребовалось дополнительно 6 час., при этом оказалось, что

$$\frac{C_{70}}{C_{20}} = 1,05.$$

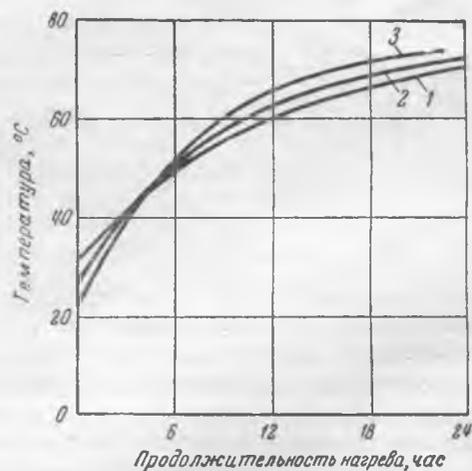


Рис. 1. Зависимость температуры трансформаторов от продолжительности нагрева.

1—для трансформатора 10 тыс. кВа; 2—для трансформатора 20 тыс. кВа; 3—для трансформатора 15 тыс. кВа.

\* Б. Б. Гельперин, Новый метод определения степени влажности изоляции, „Электрические станции“, 1945, № 6.

\*\* А. В. Калантаров, Профилактические испытания изоляции крупных силовых трансформаторов, „Электрические станции“, 1948, № 3.

<sup>1</sup> В. Б. Кулаковский, Контроль влажности изоляции по методу „емкость — частота“, „Электричество“, 1951, № 2.

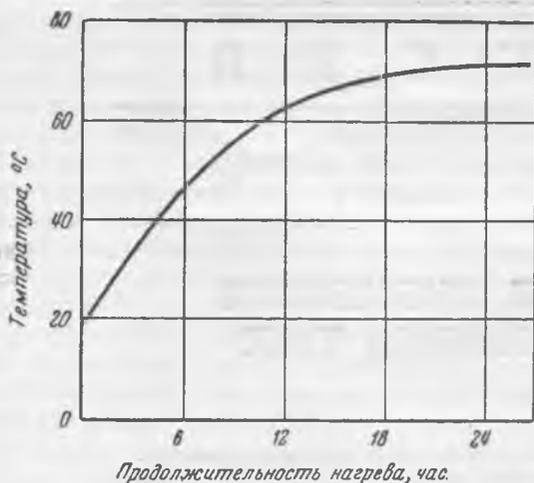


Рис. 2. Зависимость температуры от продолжительности нагрева трансформатора 10 тыс. кВа, 110/35/6 кВ с регулировкой под нагрузкой.

Практикой применения метода „емкость — температура“ установлено, что в большинстве случаев можно ограничиться нагреванием трансформатора до 60—65° С, снизив соответственно коэффициенты для соотношения  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}}$ . Это подтверждается рис. 3, на котором приведена группа кривых, выражающих зависимость  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}}$  от  $t_{гор}$  и построенных на основании измерений для 15 трансформаторов III и IV габаритов (5 600 кВа и выше), вновь вводимых в эксплуатацию. Для упрощения на рисунке приведено только семь наиболее характерных кривых.

На основании опыта можно считать, что для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов при определении увлажненности изоляции методом „емкость — температура“ можно ограничиться нагреванием до 60° С, поскольку обычно  $\frac{C_{60}}{C_{20}} < 1,1$ .

Для приведенного примера можно было ограничиться нагреванием трансформатора 10 тыс. кВа до 60° С, что позволило бы на 11 час. сократить время нагрева трансформатора.

Л. В. Росман<sup>2</sup> приведены результаты испытаний изоляции трех мощных трансформаторов 33 тыс. кВа, из которых следует, что при определении  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}}$  трансформаторы были нагреты до следующих температур: № 1—71° С, № 2—67° С и № 3—61° С. При этом отношение  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}}$  было

<sup>2</sup> Л. В. Росман, Об определении увлажненности изоляции обмоток трансформаторов, „Электрические станции“, 1953, № 3.

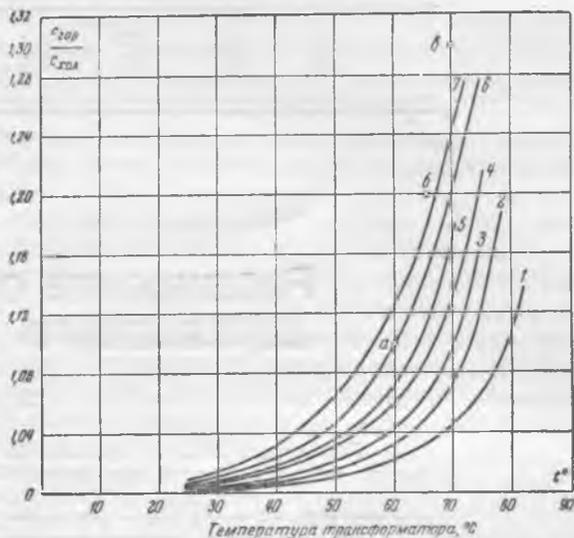


Рис. 3. Зависимость отношения емкостей  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}}$  от температуры трансформатора  $t_{гор}$ . Контрольные точки при  $t_{гор}$ :

а — 60° С,  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}} = 1,1$ ; б — 65° С,  $\frac{C_{гор}}{C_{хол}} = 1,2$ ; в — 70° С,

$$\frac{C_{гор}}{C_{хол}} = 1,3.$$

в пределах 1,0—1,04. Не подлежит сомнению, что и в данном случае для всех трех трансформаторов можно было ограничиться подогревом их не выше 60° С, что было бы весьма существенным в связи с большой мощностью трансформаторов.

В связи с изложенным при определении увлажненности изоляции трансформаторов методом „емкость — температура“ представляется целесообразным снизить температуру нагрева трансформаторов, руководствуясь следующими соображениями:

1) как правило, производить нагрев трансформатора до 60° С, и если при этом  $\frac{C_{60}}{C_{20}} \leq 1,1$ , следует считать изоляцию трансформатора неувлажненной и нагрев прекратить;

2) если  $\frac{C_{60}}{C_{20}} > 1,1$ , продолжить нагрев до 65° С, и если при этом  $\frac{C_{65}}{C_{20}} \leq 1,2$ , следует считать изоляцию трансформатора неувлажненной и нагрев прекратить;

3) нагрев трансформатора до 70° С производить только при  $\frac{C_{70}}{C_{20}} > 1,2$ . При этом если отношение  $\frac{C_{70}}{C_{20}} \leq 1,3$  изоляцию трансформатора следует считать неувлажненной.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Техническое Управление по электростанциям, рассмотрев предложение С. А. Городецкого, приняло решение о том, что трансформатор может быть включен без сушки, если  $\frac{C_{60}}{C_{20}} < 1,1$  и  $\frac{C_{65}}{C_{20}} < 1,2$ .



## Расширение области применения переменного оперативного тока

ОТ РЕДАКЦИИ

*Расширение области применения переменного оперативного тока в электроустановках является важной народнохозяйственной задачей и практические предложения в этом направлении уже публиковались на страницах нашего журнала. (А. М. Пружанский, «Электрические станции», 1953, № 1).*

*Министерством электростанций и электропромышленности принято решение о расширении выпуска грузовых, а затем и пружинных приводов для выключателей и постепенном прекращении выпуска ручных приводов типа ПРБА. Техническим управлением по электростанциям, проектными организациями и заводами готовятся и другие решения, в частности о проектировании подстанций и электростанций средней и малой мощности с широким использованием переменного оперативного тока, о выпуске соответствующей аппаратуры и пр.*

*Для правильного решения этих вопросов исключительное значение имеет использование опыта, накопленного в ряде энергосистем, и различных предложений в этой области.*

*Редакция призывает читателей поделиться своим опытом эксплуатации и выступить с предложениями по внедрению оперативного переменного тока для целей релейной защиты, автоматики, телемеханики и управления как в сетях, так и на электростанциях.*

Инж. В. К. Люлев и инж. Н. С. Мовсесов

Строительство новых электрических промышленных и сельскохозяйственных сетей ставит перед советскими энергетиками ряд важных вопросов, решение которых позволит ускорить ввод в эксплуатацию сооружаемых объектов, снизить капитальные затраты и эксплуатационные расходы и повысить надежность эксплуатации. К числу таких вопросов относятся развитие и совершенствование наиболее простых и в то же время достаточно надежных устройств релейной защиты и автоматики. Основным вопросом является расширение области применения переменного оперативного тока для дистанционного управления, релейной защиты и автоматики.

Для электрических сетей 35 кВ и ниже и различных электрических установок наиболее простой, надежной и экономичной является релейная защита на переменном оперативном токе.

Многолетний опыт эксплуатации защиты и автоматики на переменном оперативном токе в ряде энергосистем показал, что он с успехом может применяться в электросетях 35 кВ и ниже, на кабельных и воздушных линиях, силовых трансформаторах, электродвигателях, синхронных компенсаторах и генераторах малой мощности.

Существующее до настоящего времени у ряда специалистов и организаций мнение о том, что для релейной защиты и автоматики должен применяться только постоянный оперативный ток, является необоснованным и неправильным. Во многих энергосистемах и проектных организациях совершенно не используется положительный опыт эксплуатации устройств защиты и автоматики на

переменном оперативном токе и вновь проектируемые и строящиеся электроустановки продолжают выполнять на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей напряжением 110—220, а иногда и 24 в. При этом удорожаются установки из-за сооружения аккумуляторных батарей, зарядных устройств, щитков постоянного тока и — если применяется напряжение 110—220 в — специальных помещений, значительно увеличивается расход цветных металлов на батарею и вторичную проводку (шины, кабели, провода). Наряду с этим усложняется эксплуатация установок, требуется большее обслуживание персоналом и увеличивается количество случаев браков и аварий в работе устройства защиты вследствие неисправностей в оперативных цепях постоянного тока.

На основе проектирования, монтажа и эксплуатации многих подстанций 35 кВ и ниже значительной мощности, питающих исключительно ответственных потребителей первой категории в одной энергосистеме, авторы пришли к выводу о необходимости вообще отказаться от постоянного оперативного тока в таких электроустановках, в том числе и батарей 24 в. Многолетний опыт эксплуатации показал, что установки с оперативным постоянным током напряжения 24 в особенно ненадежны в работе.

Не так давно одна из проектных организаций Министерства путей сообщения запроектировала электроснабжение одного из объектов с четырьмя подстанциями 35/6 кВ, имеющими по два трансформатора 1000—3200 кВА с постоянным

оперативным током напряжением 24 в. Кроме значительных первоначальных затрат и неудобств в эксплуатации, за год работы имели место уже три серьезные аварии с отключением всех подстанций при коротком замыкании на отходящей линии 6 кВ из-за отказа в отключении привода при сниженном напряжении оперативного тока.

Авторы считают установку аккумуляторных батарей напряжением 24 в не только нецелесообразной, но и просто вредной. Даже на тех подстанциях 35 кВ и ниже, где по каким-либо причинам обязательно требуется постоянный ток, защита и автоматика могут и должны быть выполнены более просто и надежно на переменном оперативном токе.

Во многих случаях возможно применение оперативного переменного тока и в установках собственного расхода электростанций.

Переменный оперативный ток имеет ряд существенных преимуществ в отношении эксплуатации электроустановок, как то:

а) простота схем и четкость работы устройств релейной защиты;

б) высокая надежность и безотказность в работе устройств на переменном оперативном токе;

в) отсутствие необходимости в постоянном контроле за аккумуляторными батареями и возможность эксплуатации подстанции без постоянного дежурного персонала.

Указанные преимущества переменного оперативного тока проверены на опыте эксплуатации большого числа установок, где оперативный переменный ток широко применяется в течение 15 лет. На переменном оперативном токе выполнена защита всех электродвигателей потребителей, всех трансформаторов напряжением 35 кВ и ниже и мощностью до 7 500 кВА включительно, питающих линий 6—20—35 кВ, защита всех синхронных компенсаторов мощностью 1 500—2 500 кВА, вся сигнализация на подстанциях 20—35 кВ, а также защиты: максимальные токовые, балансные токовые, дифференциальные поперечные и продольные защиты линий, дифференциальные защиты трансформаторов и синхронных компенсаторов.

Вся автоматика на подстанциях 20—35 кВ, как то: АПВ, АВР и АЧР, выполнена с применением только оперативного переменного тока.

Таким образом, практически все типы защит (за исключением некоторых, особо сложных) и автоматики, необходимые в сети 35 кВ и ниже, можно выполнить и выполняют в энергосистеме на переменном оперативном токе.

Основным источником оперативного тока служат насыщающиеся трансформаторы типа Азэнерго. Для некоторых видов защит (газовая защита трансформаторов) источником оперативного тока являются трансформаторы напряжения.

В процессе осуществления устройств и автоматики на переменном оперативном токе пришлось решать ряд вопросов, в частности выбора наиболее целесообразной конструкции насыщающихся трансформаторов, повышения чувствительности защиты на переменном токе, использования трансформаторов тока и приводов выключателей, разработки схем сложных защит и схем автоматики.

Все защиты на переменном оперативном токе выполнены с использованием частично заводской аппаратуры с соответствующими переделками и аппаратуры, изготовленной мастерскими и местными лабораториями (насыщающиеся трансформаторы, реле времени, реле направления мощности и др.).

Чувствительность и точность работы защит достигались не только правильным выбором схем питания каждого типа защит, параметров трансформаторов тока и отключающих катушек, но и проведением ряда работ в части выбора рациональной конструкции насыщающихся трансформаторов тока, разработки облегченных якорей, выбором воздушного зазора между якорем и статором и пр.

Некоторые специалисты придают излишне большое значение вопросу нагрузки трансформаторов тока и прежде всего вопросу возможных перегрузок и превращают этот вопрос чуть ли не в проблему, без разрешения которой невозможно широкое внедрение переменного оперативного тока.

Не отрицая важности правильного выбора трансформаторов тока и проведения соответствующих работ в части снижения нагрузки на них, авторы считают, что для подавляющего числа типовых схем защит, применяемых в настоящее время с переменным оперативным током, мощность выпускаемых отечественными заводами трансформаторов тока (включая встроенные) вполне достаточна.

В течение 10 последних лет в энергосистеме имел место только один случай отказа защиты на питающей линии 2 кВ, и то из-за недоброкачественного изготовления насыщающегося трансформатора. Во всех других случаях защита срабатывала четко и безотказно. Подстанции без постоянного оперативного тока работают без постоянного дежурного персонала. Обслуживание релейной защиты на переменном оперативном токе оказалось несложным. Начиная с 1953 г., в энергосистеме решено производить проверку таких защит раз в 2 года.

Трудности в процессе монтажа и эксплуатации защит на переменном оперативном токе заключаются главным образом в отсутствии нужной аппаратуры заводского изготовления и, следовательно, необходимости изготовления ее собственными силами.

Отсутствие четкой установки проектными организациями о необходимости выполнения защит на переменном оперативном токе также мешает внедрению этого прогрессивного мероприятия. Отсюда непрерывная борьба между проектными организациями и энергосистемой по вопросу внедрения защит на переменном оперативном токе. В результате зачастую приходилось установки, смонтированные на постоянном токе, переводить на переменный ток силами энергосистемы.

Сказывается также отсутствие широкого обмена опытом и соответствующих руководящих указаний по защите и автоматике на переменном оперативном токе, в результате чего вопросы их выполнения решаются самостоятельно и по-разному в различных энергосистемах, а в ряде энергосистем переменный оперативный ток не внедряется вообще.

## Выводы

1. Имеющееся до настоящего времени у ряда организаций и отдельных специалистов мнение о том, что для релейной защиты и автоматики должен применяться только постоянный оперативный ток, является необоснованным и неверным. Релейная защита и автоматика на переменном оперативном токе являются наиболее простой и надежной защитой в электроустановках с напряжением 35 кВ и ниже. Выполнение защит и автоматики на переменном оперативном токе удешевляет строительство, уменьшает его сроки, высвобождает персонал, уменьшает расход цветных металлов и контрольного кабеля.

2. На переменном оперативном токе могут быть выполнены как простые, так и сложные защиты и автоматика в электрических установках напряжением 35 кВ и ниже, и такие установки во всех энергосистемах надо постепенно переводить на переменный оперативный ток.

3. При проектировании новых подстанций и сетей с напряжением 35 кВ и ниже, за исключением подстанций со сложными линейными защитами (например, дистанционной) и выключателями МКП-35, следует выполнять релейную защиту и автоматику на переменном оперативном

токе, а автоматическое и дистанционное включение выключателей предусматривать только с помощью приводов, имеющих механический запас энергии.

4. Нужно запретить применение в качестве источника оперативного тока аккумуляторные батареи напряжением 24 в.

5. Необходимо всемерно форсировать разработки более совершенной аппаратуры на оперативном переменном токе и решение всех пока нерешенных вопросов, связанных с широким его применением. Вновь выпускаемая аппаратура (выключатели и приводы) должны разрабатываться с учетом выполнения защит и автоматики на переменном оперативном токе. Нужно в возможно более короткий срок организовать заводской выпуск реле и вспомогательной аппаратуры для защиты и автоматики на переменном оперативном токе.

6. Целесообразно выполнять электростанции малой и средней мощности без аккумуляторных батарей, с применением оперативного переменного тока.

7. Необходимо пересмотреть руководящие указания по релейной защите на переменном оперативном токе с учетом опыта эксплуатации и достижений последних лет.

Проф. А. В. Орловский

Постановку вопроса об аккумуляторных батареях А. М. Пружанским на страницах журнала следует считать своевременной и даже, пожалуй, несколько запоздавшей.

Инж. А. М. Пружанский предлагает на электростанциях малой и средней мощности оставить аккумуляторные батареи 24 в для питания цепей защиты и управления, отказавшись от питания аварийного освещения и приводов выключателей. Осуществление такого предложения даст, как показывает инж. Пружанский, значительную экономию.

Однако имеется возможность полностью отказаться от аккумуляторных батарей в схемах электростанций и подстанций независимо от мощности установок. Ниже рассмотрено несколько вариантов схем питания потребителей постоянного тока.

### Использование автомобильного двигателя в качестве независимого источника энергии

Быстрота пуска, наличие широкой шкалы стандартных автомобильных и тракторных двигателей в СССР и принципиальная независимость их от работы электростанции и энергосистемы обеспечивают возможность применения таких двигателей в качестве надежного и независимого источника энергии.

Бесперебойность питания цепей управления, релейной защиты и сигнализации в период времени от потери напряжения на шинах собственных нужд до разворота двигателя может быть обеспечена способами, показанными на рис. 1.

По схеме рис. 1,а нормальное питание общего освещения 3 производится от трансформатора освещения по линиям 2 посредством шин 1, питание аварийного освещения 5 через нормально замкнутый контактор 4.

Синхронный генератор 6 работает в качестве электродвигателя с некоторым перевозбуждением, вращая маховик 8 и генератор постоянного тока 7. Последний одновременно служит и возбудителем, питая обмотку 11. Синхронная машина 6 нормально служит компенсатором в системе собственных нужд.

При исчезновении питания контактор 4 срабатывает, одновременно дав импульс на стартер автомобильного двигателя 10. Последний снабжен автоматическим регулятором подачи горючего. После разворота автодвигателя центробежное устройство включает сцепление 9, и электродвигатель принимает нагрузку от синхронной машины 6. Маховик 8 служит для запаса энергии на время от потери напряжения со стороны питания 2 до принятия автомобильным двигателем нагрузки от синхронной машины, которая с момента отключения контактора 4 переходит в генераторный режим.

Возврат к нормальному режиму производится остановкой автомобильного двигателя (отключается зажигание) и включением контактора 4. Эта операция может быть произведена вручную или автоматически с соблюдением условий самосинхронизации.

На время осмотров и ремонтов основного агрегата 6, 7, 8 следует предусмотреть либо второй резервный агрегат 6, 7, 8, 9, 10, либо двигатель-генератор с маховиком, питаемый от другой сек-

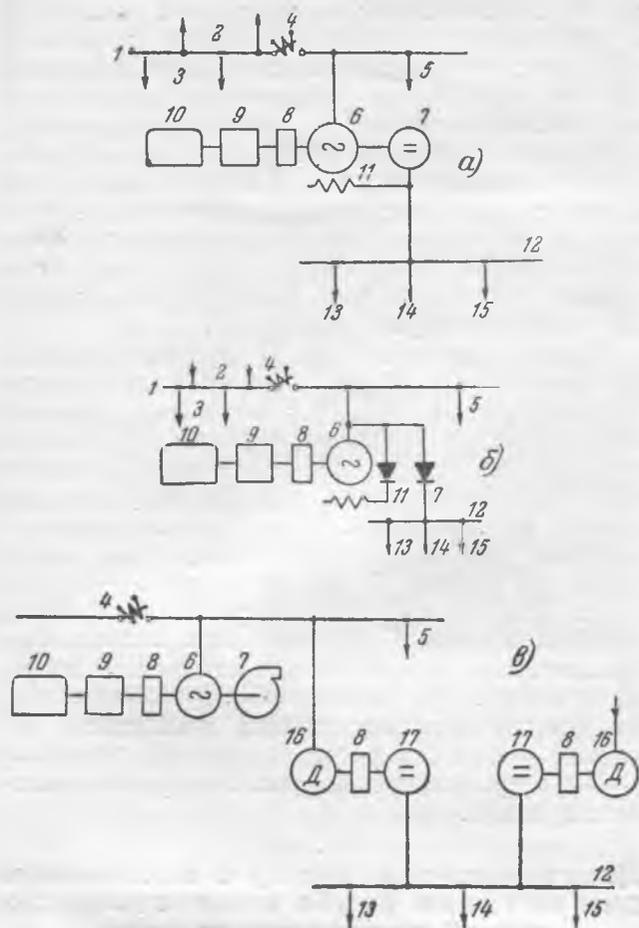


Рис. 1.

ции собственных нужд, что возможно, если не считаться с вероятностью наложения двух аварий.

Время пуска автомобильного двигателя и принятие им нагрузки, по данным наблюдений за работой автомобильных двигателей, может быть принято в пределах 5 сек.

Подсчеты, произведенные для этой схемы<sup>1</sup>, показали следующее:

1. Мощность синхронного генератора целесообразно выбрать равной 50 квт при 3 000 об/мин.

2. При возбуждении  $t = 1,8 - 2$  а начальное напряжение после отключения контактора 4 равно  $1,15 U_n$ .

3. Максимальный диаметр маховика может быть принят по условиям прочности около 1 м.

4. Вес маховика при этом будет составлять (без учета  $gD^2$  роторов машин 6 и 7) около 200 кг, причем длительность переходного процесса принята в 10 сек. с двойным запасом по времени. Необходимый запас энергии освобождается при снижении номинальных оборотов на 14%.

6. Мощность генератора постоянного тока получилась около 22 квт. При определении мощности принималась во внимание возможность одновременного включения в конце отрезка време-

<sup>1</sup> Применительно к нагрузкам аккумуляторной батареи, указанным в примере из книги А. А. Васильева «Аккумуляторные батареи в энергосистемах», Госэнергоиздат, 1950, стр. 114.

ни в 10 сек. двух выключателей мощности с общим током включения соленоидов 400 а.

Если пойти на возможность перерыва в аварийном освещении длительностью до 10 сек., что допустимо при условии соответствующей тренировки персонала и при наличии 3—4 лампочек постоянного тока на щите управления, у машиниста и на пульте кочегара, то можно отказаться от постоянной работы синхронного электродвигателя 6. В этом случае отпадает маховик 8, питание же потребителей 13—15 посредством шин 12 производится двумя двигатель-генераторами с небольшим маховиком, как на схеме рис. 1,в, причем рабочий агрегат присоединяется к шинам аварийного освещения. Кроме того, в цепи синхронного электродвигателя нужен будет еще один контактор. При таком варианте упрощается отключающее устройство контакторов и уменьшаются потери от постоянного вращения электродвигателя 6, которые даже с учетом его работы в качестве компенсатора все же ощутимы.

На рис. 1,б приведена схема, отличающаяся от схемы рис. 1,а внесением следующих изменений: 1) возбуждение электродвигателя принято по схеме Юдицкого от селеновых выпрямителей 11; 2) питание потребителей 13—15 постоянного тока производится также через селеновые выпрямители 7.

Эта схема получается более дорогой по сравнению со схемой рис. 1,а, так как обеспечение нужного режима напряжений для приводов выключателей требует параллельного включения большего числа селеновых элементов, причем общий вес батареи селеновых элементов для упоминавшегося выше примера достигнет почти 0,5 т.

В схеме рис. 1,в принято постоянное вращение синхронной машины, которая нормально используется в качестве двигателя для привода одного из механизмов 7 собственных нужд вентиляторно-насосной группы. Возможность применения для этой цепи синхронного двигателя взамен короткозамкнутого асинхронного оправдывается тем, что при потере напряжения на шинах собственных нужд механизм останется в работе за счет автодвигателя 10. Преимуществом этой схемы по сравнению со схемой рис. 1,а является то, что потери на постоянное вращение вхолостую синхронного двигателя здесь могут не учитываться, поскольку синхронная машина заменяет асинхронный двигатель у рабочего механизма.

Агрегаты 16, 8, 17 предназначены для обеспечения бесперебойного питания цепей управления и сигнализации и могут быть применены также в схеме рис. 1,а. Об этих агрегатах сказано в конце статьи.

Во всех описанных схемах принципиально возможно применение синхронной машины системы С. Г. Таманцева, а также установка вместо стандартного автосцепления электромагнитной (асинхронной) муфты. Последняя дает возможность отказаться от стартерного устройства в автодвигателе, но требует организации серийного выпуска электромагнитных муфт.

При внедрении схем с использованием автодвигателя в качестве независимого источника

энергии должна быть разработана стандартная шкала типовых агрегатов на базе освоенных автодвигателей и электромашин, например 25, 50, 100 кВт. При этом следует пересмотреть нагрузки типовых агрегатов на различных по мощности электростанциях и крупных подстанциях. Народхозяйственные выгоды от такой стандартизации не требуют пояснений.

Вполне возможным вариантом является замена в схеме рис. 1,а синхронной машины генератором постоянного тока, питающим при нормальных условиях и аварийное освещение и нагрузки 13—15.

### Использование турбины в качестве двигателя

Как известно, в качестве аварийного резерва для привода одного из ответственных механизмов собственных нужд — питательного насоса — применяется паровая турбина. Надежность и независимость такого аварийного двигателя определяются значительной аккумулирующей способностью котлоагрегата.

Принципиально надежной паровой турбины, связанной с технологической схемой электростанции, следует считать более низкой, чем автомобильного двигателя. Тем не менее на электростанциях, имеющих помимо связей на основном напряжении системы также и дополнительные резервные электрические связи на генераторном напряжении, применение в качестве аварийного двигателя паровой турбины можно считать оправданным.

На схеме рис. 2 в качестве источника независимого аварийного питания выбран турбодвигатель 7, резервирующий привод питательного насоса 9 от синхронного электродвигателя 8.

Турбина нормально вращается вхолостую, причем некоторое незначительное количество пара все время расходуется для прогрева турбины и продувки паропровода. При потере питания со стороны главного трансформатора 2 обороты агрегата падают, вследствие чего регулятор турбины открывает доступ пара и питательный насос продолжает вращаться от турбины, приводя во вращение и синхронную машину 8.

При потере напряжения срабатывает выключатель 4, вследствие чего турбина принимает нагрузку от питательного насоса 9 и трансформато-

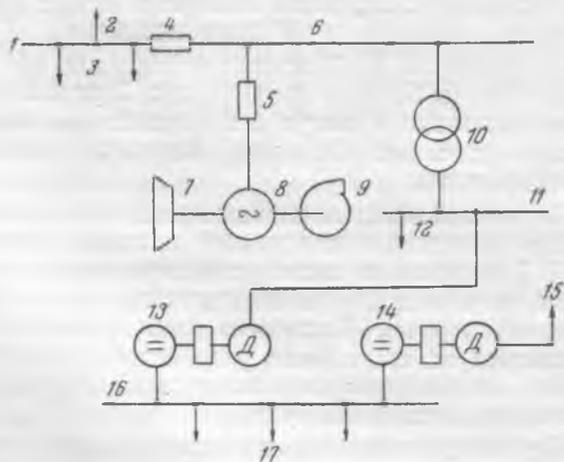


Рис. 2.

ра 10, подключенного к синхронной машине 8. В нормальных условиях синхронная машина 8 работает с перевозбуждением, что дает по сравнению с асинхронным двигателем дополнительные преимущества, связанные с улучшением коэффициента мощности. Ввиду значительной мощности синхронной машины 8 принципиально возможно в аварийных условиях перевести питание всего, а не только аварийного освещения электростанции на синхронный генератор 8. Естественно, что должна быть предусмотрена соответствующая перегрузка турбины 7.

Питание потребителей 17 посредством шин постоянного тока 16 производится от двух двигатель-генераторов 13 и 14 с маховиком. Один из этих последних агрегатов может быть заменен питанием от возбуждателя синхронной машины либо через выпрямители подобно тому, как это указано на схемах рис. 1,а и б. Время принятия нагрузки турбиной 7 после исчезновения напряжения на секции 1 ничтожно мало — меньше 1 сек. Необходимый запас энергии для подхвата нагрузки подсекции 6 может быть накоплен во вращающихся массах роторов синхронной машины и насоса. При желании бесперебойно питать все освещение электростанции необходимо несколько утяжелить ротор синхронной машины.

Все операции по схеме рис. 2 могут быть автоматизированы.

### Двигатель-генератор с маховиком для питания особо ответственных цепей постоянного тока

Агрегат предназначается для питания потребителей постоянного тока 13—15, цепей управления выключателями, цепей релейной защиты и сигнализации положения выключающих устройств (см. рис. 1,б). Маховик 8 дает возможность создать некоторый запас энергии, используемый для покрытия толчкообразных нагрузок от включения соленоидов, а также для питания нагрузок при кратковременных перерывах в подаче переменного тока к двигателю агрегата.

Мощность двигателя трехфазного тока 16 определяется мощностью длительных постоянных нагрузок генератора 17 в нормальном режиме (с учетом потерь в генераторе), при выборе мощности генератора дополнительно учитывается также режим напряжений, допустимый для потребителей с учетом снижения оборотов агрегата в конце перерыва питания.

### Экономические соображения

С целью определения порядка экономии, получаемой при применении предлагаемых схем, был произведен сравнительный расчет для аккумуляторной установки, упоминавшейся ранее, и варианта питания по схеме рис. 1,а с тем отступлением от схемы, что шины 12 питаются так, как это указано в схеме рис. 1,б. При этом стоимость (с монтажом) аккумуляторной батареи вместе с подзарядным и зарядным агрегатами составила около 160 тыс. руб., стоимость же устройства по схеме рис. 1,а — около 38 тыс. руб., т. е. вчетверо меньше. Следует отметить, что при сравнении не была учтена стоимость строительной части,

намного увеличивающая капитальные затраты при аккумуляторной батарее.

Годовые расходы по обоим вариантам с учетом стоимости потерь энергии оценены: при варианте установки аккумуляторов 31,7 тыс. руб.; при осуществлении схемы рис. 1,а 5,9 тыс. руб., т. е. годовые расходы по новой схеме были меньше в 5 раз.

Осуществление независимого питания по предлагаемым схемам коренным образом решает также вопрос об уменьшении расхода дефицитных материалов: свинца при кислотных и никеля или кадмия при щелочных элементах.

Аккумуляторное хозяйство на электростанции сведется при внедрении предлагаемых схем к небольшим установкам для устройств связи и различных видов специальной сигнализации, не требующим ни отдельного помещения, ни специальной обслуживающего персонала.

Учитывая огромные масштабы нового энергостроительства в пятой пятилетке, следует полагать, что внедрение предлагаемых схем даст экономию народному хозяйству, исчисляемую многими миллионами рублей.

### Выводы

В настоящей работе предложены принципиальные схемы питания постоянного тока, заменяющие аккумуляторную батарею на электрических станциях и подстанциях разных типов.

Окончательный выбор оптимальной схемы для разных установок, разработка автоматики схем

и исследование надежности в эксплуатационных условиях представляется дальнейшей задачей. Особенно существенным является дальнейшая разработка вопросов надежности.

Имея в виду то обстоятельство, что скользящий контакт коллектора, вместе со схемой возбуждения генератора постоянного тока, всегда является слабым местом схемы, вполне вероятно, что при окончательной разработке нужно будет пойти на параллельную работу двух однотипных двигатель-генераторов с маховиками, из которых один питается переменным током от синхронной машины (см. рис. 1,а и в и 2), второй — от другой секции собственных нужд. В случае отказа одного из агрегатов вводится в работу резервный.

В этом случае даже по затратам цветного металла может оказаться вполне конкурентоспособной схема рис. 1,б с селеновыми выпрямителями, принципиально более надежными, чем коллекторная машина. Таким образом, рассмотрение схем, сделанное в настоящей работе, не дает окончательных решений. Эта статья имеет лишь целью доказать возможность отказа от аккумуляторных батарей и окончательно разрешить этот вопрос.

Необходимо с этой целью, во-первых, дать указания об осуществлении предложенных схем на опытных установках для проверки их на практике и, во-вторых, разработать соответствующие рекомендации проектным организациям и строителям.

Инж. Л. Я. Розенштейн

В статье А. М. Пружанского приводится правильная мысль о необходимости и возможности сократить установку аккумуляторных батарей.

Однако некоторые положения этой статьи требуют корректировки.

1. Питание аварийного освещения более целесообразно осуществить от генератора переменного тока вместо принимаемого автором генератора постоянного тока. Общеизвестно, что машины переменного тока более надежны, более дешевы и менее дефицитны. В качестве первичного двигателя может быть принят либо дизель, либо автомобильный двигатель.

2. Для дистанционного управления выключателей более целесообразно применить соленоидные приводы, питание которых осуществить от селеновых выпрямителей.

Шкаф с селеновыми выпрямителями можно

установить в помещении главного распределительного устройства. Благодаря этому получится более компактная и более дешевая установка.

3. Компоновка электрической части, выдвинутая автором, неприемлема. Оборудование для собственных нужд электростанций малой и средней мощности нельзя разместить на той площади, которая выделена автором. Кроме того, автором совершенно не учтено дальнейшее расширение электростанции.

В заключение необходимо отметить, что вопрос об аккумуляторных батареях следует решить более радикально. Можно вообще отказаться от установки аккумуляторных батарей. Осуществление защиты и сигнализации на переменном токе с применением быстро насыщающихся трансформаторов тока и отдельных селеновых выпрямителей не встретит особых затруднений.

□ □ □

# ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

## Электросварные трубы со спиральным швом

Таблица 1

Сварные трубы больших диаметров (426—1420 мм по ГОСТ 4015-48) для трубопроводов тепловых и гидравлических электростанций изготавливаются заводами с толщиной стенок от 9 до 14 мм. Расчеты же трубопроводов этих диаметров показывают, что для условного давления до 16 кг/см<sup>2</sup> достаточна толщина стенок труб в 5—8 мм. В результате вынужденного применения труб с завышенной толщиной стенок излишне расходуется значительное количество металла.

В настоящее время заводами Главтрубостали Министерства металлургической промышленности освоено производство углеродистых электросварных труб со спиральным стыковым швом с уменьшенной толщиной стенок, изготавливаемых из полосы нормальной ширины с ав-

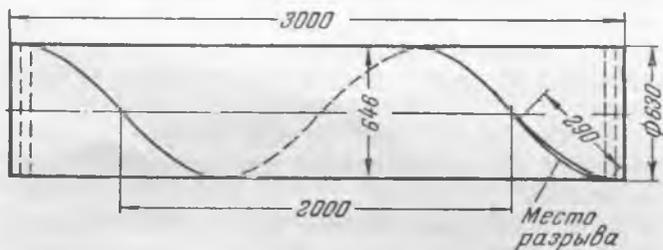


Рис. 1.

томатической сваркой шва встык. Стыковой шов внутри трубы заметных наплывов не имеет, наружная поверхность его зачищена. На рис. 1 показана труба диаметром 630 мм, изготовленная из полосы шириной 1400 мм, с шагом спирали 2000 мм. Спиральный шов трубы в отличие от продольного создает более благоприятное распределение и направление напряжений в швах, что упрочняет трубу и разрешает допускать большие напряжения в ней, а следовательно, получается возможность применять меньшую толщину стенок труб, чем в трубах с продольным швом. Трубы изготавливаются по временным техническим условиям ЧМТУ 2986-51 из листовой стали марок Ст. 1, Ст. 2, Ст. 3 и Ст. 4 по ГОСТ 380-50 и стали марок 10, 15, 20 и 25 по ГОСТ 1050-52 с наружными диаметрами 351, 377, 426, 478, 529 и 630 мм и толщиной стенок от 4 до 7 мм.

По требованию потребителей трубы могут быть изготовлены из стали других марок.

Сортамент выпускаемых в настоящее время промышленностью труб приведен выше, в табл. 1.

Выпуск труб со спиральным швом дает возможность применять для трубопроводов электрических станций трубы с необходимой расчетной толщиной стенок, чем достигается довольно значительная экономия металла. Снижение веса прокладываемых труб и экономия металла при возможности применения труб со стенками наименьших толщин приведены в табл. 2.

Диаметр условный, мм	Диаметр наружный, мм	Толщина стенок, мм				
		4	5	5,5	6	7
325	351	4	5	5,5	6	—
350	377	4	5	5,5	6	—
400	426	—	5	5,5	6	7
450	478	—	5	5,5	6	7
500	529	—	5	5,5	6	7
600	630	—	—	5,5	6	7

С целью определения возможности и области применения труб со спиральным стыковым швом для трубопроводов тепловых и гидравлических электростанций, а также возможности изготовления из них сварных фасонных деталей на одном из монтируемых объектов были организованы испытания этих труб и фасонных деталей. Испытаниям подвергались труба диаметром 630 мм с толщиной стенки 7 мм, а также тройники, коллекторы и отводы, изготовленные из труб тех же диаметра и толщины. Фасонные детали изготавливались в монтажных условиях обычным способом без каких-либо затруднений. Расположение спирального заводского шва при сварке фасонных деталей принималось произвольным. Сварка выполнялась качественными электродами ОММ-5 поперечным швом дипломированными сварщиками.

Анализ основного металла труб, произведенный по окончании испытаний по химическому составу и механической прочности, показал, что трубы изготовлены из стали марки Ст. 1 с пределом прочности на растяжение 31—32 кг/мм<sup>2</sup> и относительным удлинением 27—30%. По анализу наплавленного металла монтажного шва предел прочности его составляет 53—54 кг/мм<sup>2</sup> с относительным удлинением 23—25%.

В процессе гидравлических испытаний, заключающихся в доведении давления с помощью ручного гидравлического насоса до разрушения металла, были проверены: отрезок прямой трубы длиной около 3,0 м, два отвода под 90°, три равнопроходных тройника и два коллектора со штуцерами диаметром 426 мм. Результаты испытаний приводятся ниже.

Прямая труба была разрушена по заводскому сварному шву на длине 290 мм при доведении давления до 45 кг/см<sup>2</sup> (рис. 1). При осмотре трубы после испытания установлен непровар шва в вершине до 2,5 мм, что ослабило прочность сварного шва и послужило причиной разрыва трубы в этом месте.

В первом испытываемом отводе (рис. 2) разрушение произошло при давлении 65 кг/см<sup>2</sup> в виде трещины в сварном монтажном стыке с внутренней стороныгиба отвода. Трещина эта была заварена с помощью металлической накладки, и испытание продолжалось дальше. Следующим разрушился соседний монтажный стык с той же стороны при давлении 67 кг/см<sup>2</sup>. Место разрыва также было заварено накладкой. Одновременно была наложена накладка с внутренней стороны и на последний—монтажный—шов. Дальнейшие испытания привели к разрыву двух

Таблица 2

Показатели	Наружный диаметр труб, мм							
	426		478		529		630	
	продольный шов	спиральный шов	продольный шов	спиральный шов	продольный шов	спиральный шов	продольный шов	спиральный шов
Минимальная толщина стенки, мм . . . . .	9	5	9	5	9	5	9	5,5
Вес 1 пог. м, кг . . . . .	92,56	51,91	104,1	56,87	115,4	64,61	137,8	84,7
Экономия металла, % . . . . .	—	44,0	—	45,0	—	44,0	—	39,0

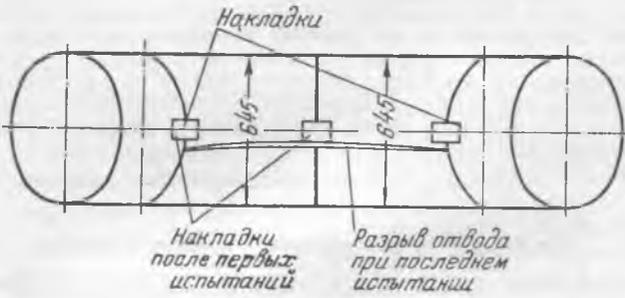
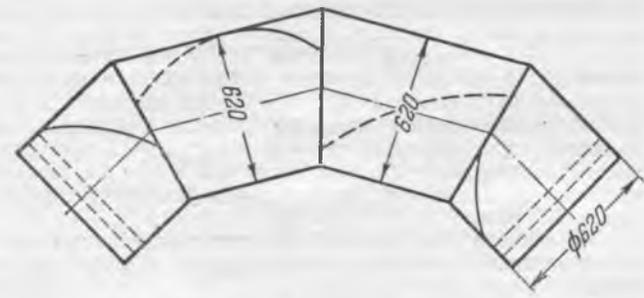


Рис. 2.

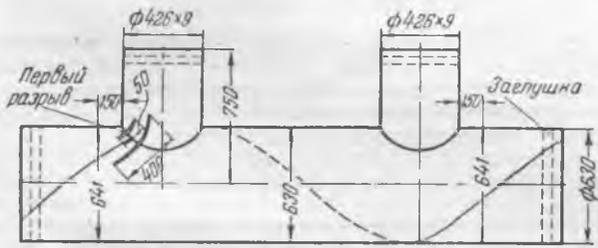


Рис. 3.

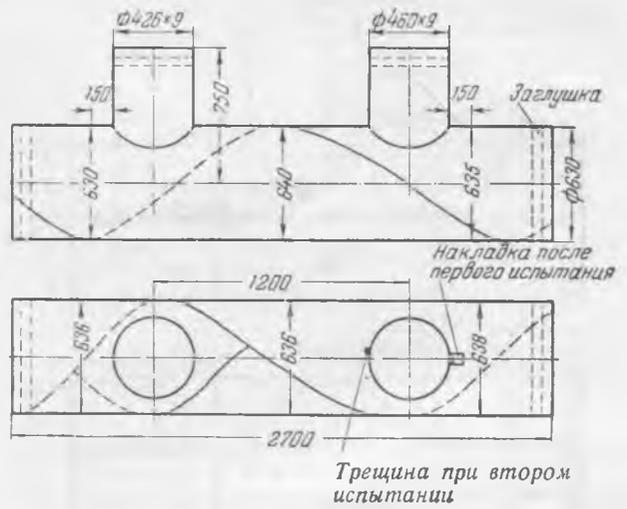


Рис. 4.

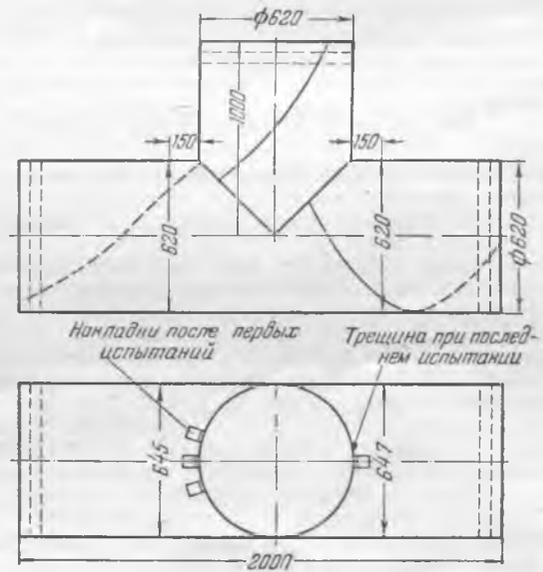


Рис. 5.

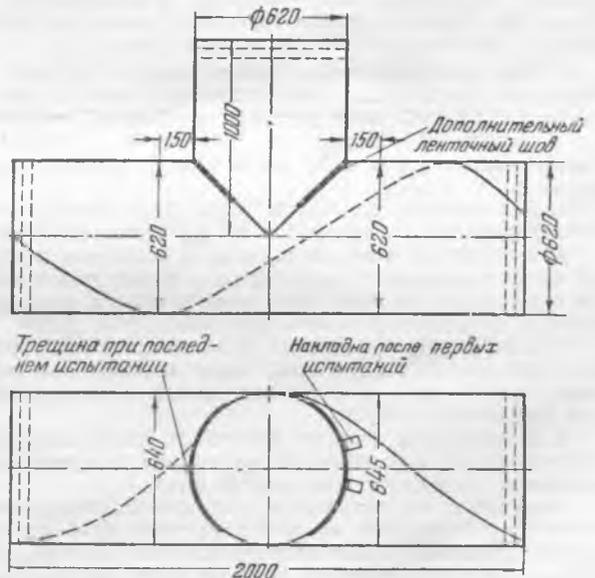


Рис. 6.

сегментов по целому металлу, как указано на рис. 2, при давлении  $67 \text{ кг/см}^2$ .

Испытание второго отвода привели к разрыву монтажного шва при давлении  $57 \text{ кг/см}^2$  также с внутренней стороны отвода.

В процессе испытания первого коллектора при давлении  $60 \text{ кг/см}^2$  образовалась трещина в верхней его части, в монтажном шве, распространившаяся на металл штуцера и трубы по длине до  $50 \text{ мм}$  (рис. 3). Трещина была заварена с помощью накладки, и испытание продолжено. Повторное испытание отвода привело к аналогичному разрыву в том же месте рядом с накладкой при давлении  $62 \text{ кг/см}^2$ . Разрыв начался также в монтажном шве и распространился на основной металл по длине  $400 \text{ мм}$ , как показано на рис. 3.

При испытании второго коллектора трещина в монтажном шве появилась при давлении  $45 \text{ кг/см}^2$ . После заварки трещины с накладкой и продолжении испытания разрыв произошел также в монтажном шве при давлении  $48 \text{ кг/см}^2$ , но с противоположной стороны того же штуцера (рис. 4).

Испытание первого равнопроходного тройника привело к разрыву его по монтажному шву в верхней части тройника при давлении  $47 \text{ кг/см}^2$  (рис. 5). Затем испытание этого же тройника производилось еще 2 раза с заваркой трещин накладками. Разрывы при этом произошли также по монтажному шву в верхней части тройника при давлениях  $52$  и  $47 \text{ кг/см}^2$ .

Во втором тройнике разрыв монтажного шва произошел в верхней части тройника при давлении  $40 \text{ кг/см}^2$  (рис. 6). После первого испытания этого тройника при-

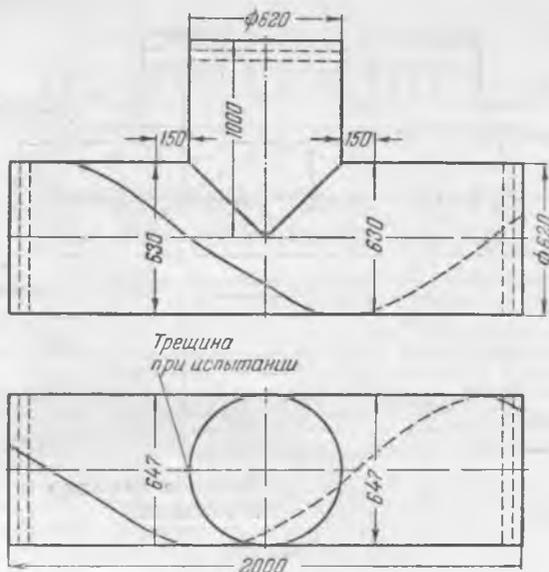


Рис. 7.

варка штуцера была упрочнена наложением дополнительного ленточного шва на длине, показанной на рис. 7, а место разрыва было усилено постановкой накладки. При повторном испытании разрушение произошло при давлении  $50 \text{ кг/см}^2$ , также в монтажном шве верхней части тройника.

В третьем тройнике штуцер был приварен к трубе ленточным швом и при испытании разрушение произошло при давлении  $45 \text{ кг/см}^2$  снова в монтажном шве верхней части тройника (рис. 7).

Разрушения монтажных швов при всех испытаниях происходили в виде одной основной трещины в шве и нескольких более мелких трещин, расположенных рядом, также в шве. В случае, когда испытываемая деталь не заполнялась водой полностью и в ней оставался воздух, разрушение сопровождалось разрывом основного металла детали, как показано на рис. 1, 2 и 3. При отсутствии разрыва металла, трещины в шве закрывались с прекращением течи воды при падении давления до  $30\text{--}25 \text{ кг/см}^2$ . Разрушение деталей сопровождалось раздутием их в наиболее ослабленных сечениях до  $30 \text{ мм}$  по диаметру.

Обобщение материалов проведенных испытаний электросварных спиральных труб дает возможность установить следующее:

1. Прочность заводского сварного шва во всех случаях оказалась выше прочности монтажных швов. Разрыв прямой трубы по заводскому шву при сравнительно низком давлении  $40 \text{ кг/см}^2$  произошел вследствие некачественного выполнения шва — непровар в вершине его до  $2,5 \text{ мм}$  (при толщине стенки трубы в  $7 \text{ мм}$ ) и не характеризует общего качества заводского шва.

2. Все наиболее слабые места сварных деталей со штуцерами, в которых происходили разрушения, располагаются в верхней части деталей, ослабленной вырезами для штуцеров. В отводах все разрушения происходят с внутренней стороныгиба его в осевой горизонтальной плоскости.

3. Разные виды монтажных швов (поперечные и ленточные) различия в результатах по прочности не дают.

4. Упрочнение монтажных швов у штуцеров в верхней части тройников и коллекторов и внутри гибов отводов с помощью накладок или дополнительных швов значительно повышает прочность деталей.

5. Коэффициент прочности монтажных сварных швов без дополнительных упрочнений имеет значительные колебания от  $0,57$  до  $0,93$  и зависит прежде всего от качества выполнения сварки.

6. Изготовление сварных деталей из спиральных труб может производиться обычными способами без учета расположения заводского спирального шва.

Результаты изготовления и гидравлических испытаний детали трубопроводов из электросварных труб со спиральным стыковым швом подтвердили, что качество этих труб вполне удовлетворительно и не ниже качества труб с продольным сварным швом.

Решением № 35 от 8/VIII 1952 г. Главной инспекцией Котлонадзора разрешено применение электросварных труб со спиральными стыковыми швами, изготавливаемыми по временным техническим условиям ЧМТУ 2986-51 из стали марок Ст. 2, Ст. 3 и Ст. 4 по ГОСТ 380-50 и из стали марок 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050-52 для паропроводов и трубопроводов горячей воды с условным давлением не выше  $16 \text{ кг/см}^2$  и температурой не выше  $300^\circ\text{C}$ , при условии гидравлического испытания каждой трубы на заводе-изготовителе давлением, превышающем условное, не менее чем в 1,5 раза.

Управление капитального строительства Министерства электростанций и электропромышленности в своих указаниях (информационное письмо № ИП40-53) рекомендует применение электросварных труб со спиральными стыковым швом как на прямых участках трубопроводов, так и для сварных фасонных деталей (тройники, коллекторы, колена, отводы и пр.) за исключением постоянных трубопроводов, подверженных большому износу и ржавлению (гидрозолаудаление, пылепроводы от мельничных вентиляторов и т. п.), а также трубопроводов теплосетей при бесканальной прокладке.

Инж. А. Н. Гончаров

## Выбор грузоподъемности кранов для подъема трансформаторов в башнях на подстанциях

В трансформаторно-масляном хозяйстве подстанций, выполненных по типовым проектам<sup>1</sup>, грузоподъемность кранов и строительная часть трансформаторной башни, т. е. фундаменты, колонны, балки, выбираются из расчета подъема трансформатора отправочным весом.

Практически при эксплуатации трансформаторов кран используется только для подъема выемной части трансформатора.

Разгрузка прибывших на подстанцию трансформаторов  $31,5 \text{ тыс. кВа}$ ,  $110/35/6,6 \text{ кВ}$  весом до  $80 \text{ т}$  производится по предложенному П. Т. Третьяковым способу без установки «мертвяков» для крепления лебедок<sup>2</sup>.

Учитывая изложенное, представляется целесообразным производить выбор грузоподъемности кранов и строительной части трансформаторной мастерской из расчета веса выемной части наибольшего трансформатора подстанции (см. таблицу), что значительно снижает грузоподъемность кранов.

Рекомендуемое уменьшение грузоподъемности кранов позволит также облегчить строительную часть здания башни трансформаторной мастерской.

Мощность и напряжение трансформатора	Вес трансформатора			Выбор грузоподъемности крана	
	полный, т	оправочный, т	выемной части, т	по отправочному весу, т	по весу выемной части, т
15 000 кВа, 110/38/6,6 кВ	60,8	50,6	28,1	50	35
20 000 кВа, 110/38/6,6 кВ	71,0	57,0	32,0	70	35
31 500 кВа, 110/38/6,6 кВ	92,0	73,2	40,1	70	50

Возможная экономия от снижения затрат на оборудование, строительство и монтаж составит около  $100 \text{ тыс. руб.}$  на каждую трансформаторную мастерскую.

Инж. И. А. Тихонов

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция обращается к читателям с просьбой высказаться по затронутому т. Тихоновым вопросу.

<sup>1</sup> См. «Альбом проектов районных понизительных подстанций», вып. 1, МЭС, ТЭП, 1950, № 7558-5, лист 25 и № 8409-Э, 1952.

<sup>2</sup> «Электрические станции», 1952, № 11, стр. 52.

## Подвижное металлическое крепление траншей к многоковшовому канавокопателю<sup>1</sup>

При разработке траншей канавокопателем приходится выполнять большие работы по устройству креплений, предотвращающих обвалы. Особенно это становится сложным при работе в мягких и подвижных грунтах.

Для выполнения креплений стенок котлована на каждый километр траншеи глубиной 3 м согласно нормам СУСН требуется в среднем затратить: рабочего времени — 462 чел-дня, бревен — 45 м<sup>3</sup>, досок — 102,6 м<sup>3</sup>, гвоздей — 360 кг. В денежном выражении затраты определяются суммой примерно в 30 тыс. руб.

Большая потребность в лесоматериалах для устройства креплений вертикальных стенок траншей часто ограничивает применение канавокопателей и даже при наличии драглайнов или дитчеров часто предпочитают вести разработку траншей с откосами.

С целью ускорения работ и сокращения материальных затрат автором было разработано в 1950 г. подвижное металлическое крепление траншей, прикрепляемое к канавокопателю (см. рисунок).

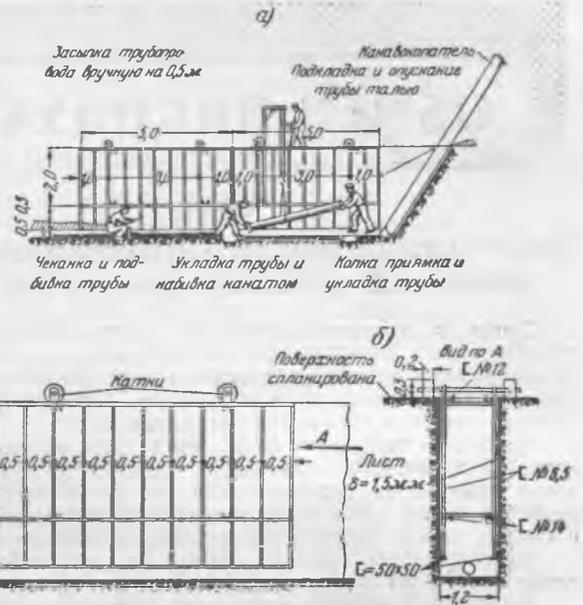
Такое крепление было изготовлено и прошло испытание при разработке траншей для прокладки водопровода в суглинистых лессовидных мокрых грунтах.

Опыт работы канавокопателя с подвижным металлическим креплением показывает, что наиболее эффективным будет применение его в грунтах, не подверженных быстрым обвалам, где в течение нескольких часов вертикальные стенки траншей могут удерживаться без обвалов.

В этом случае подвижное крепление почти никогда не будет защемляться обвалившимся грунтом, что позволит вести успешно работы по прокладке трубопроводов.

Практически при укладке в смену до 100 м трубопроводов одновременно с разработкой траншеи канавокопателем с применением подвижного крепления длиной 8 м траншея с момента ее вскрытия до момента освобождения от крепления будет находиться в зоне крепления до 1 1/2 час.

<sup>1</sup> По материалам УКС МЭСЭП.



Подвижное крепление траншей.

а — схема укладки трубопровода; б — звено подвижного крепления.

Следует отметить, что выполнение работ по укладке трубопроводов в подвижном креплении одновременно с разработкой траншеи требует предварительной планировки поверхности грунта вдоль траншеи параллельно проектному профилю трубопровода. Планировку земли по трассе легко выполнить с помощью бульдозера.

Для осмотра стыков трубопроводов при опрессовке его участков предусматривается использование легких переносных металлических креплений, защищающих рабочего при осмотре и исправлении стыков.

При больших ежегодных объемах работ по устройству траншей канавокопателями даже частичное применение подвижного крепления может сберечь стране много леса, средств и рабочего времени.

Инж. Я. В. Солодовник



## Надежная работа охлаждающих панелей цепных решеток

Топки с цепными решетками часто оборудуются охлаждающими панелями квадратного сечения, одна из сторон которых целиком обращена к слою. Панели имеют две трубы — подводящую и отводящую. Такое включение панелей является неудовлетворительным из-за:

а) слабой циркуляции воды, что ведет к пароводяной коррозии и местным перегревам металла панелей (по углам квадратных панелей, даже при раздельной продувке их, наблюдается отложение шлама, как следствие — в стенках панели появляются трещины и свищи);

б) коробления панелей, даже при их небольшой длине ( $\sim 2,8$  м).

Во многих котельных ввиду этого панели отключаются и охлаждаются проточной водой. Это усложняет эксплуатацию и экономически невыгодно.

На котлах одной электростанции при реконструкции были поставлены круглые панельные коллекторы, в кото-

рые были включены все трубы баковых экранов (рис. 1 и 2). Такие панели хорошо компонуются с бортовыми уплотнениями контактного типа (рис. 2) и просты в изготовлении. Четырехлетний опыт эксплуатации показал их надежную работу.

Благодаря увеличению скорости воды в панели за счет включения бокового экрана нет местных перегревов металла и его коррозии. Значительная часть панели закрыта от действия лучистого тепла топки, зона осаждения шлама не обогревается.

Панели не коробятся несмотря на то, что они выполнены длиной  $\sim 7$  м.

Наличие фланцев позволяет производить осмотр и внутреннюю очистку коллекторов — панелей от шлама.

Инж. Н. И. Шустов

## Индивидуальное регулирование температуры пара у турбины

На теплоэлектростанции установлены паровые турбины со значительной разницей номинальных температур пара (от  $375$  и до  $435^\circ\text{C}$ ).

Одна из турбин с допустимой температурой пара  $375^\circ\text{C}$  имеет наименьшую мощность и используется как пиковая и резервная. Турбины питаются паром от общего несекционированного паропровода. При такой схеме включение в работу данной турбины требовало снижения температуры свежего пара и перед остальными турбинами.

Для устранения необходимости в регулировании перегрева на котлах при включении в работу турбогенератора автором было предложено индивидуальное регулирование температуры перегрева пара, идущего на резервную турбину, путем ввода насыщенного пара в перегретый. Ввод сделан в паропровод турбины в  $6$  м перед сепаратором (см. рисунок).

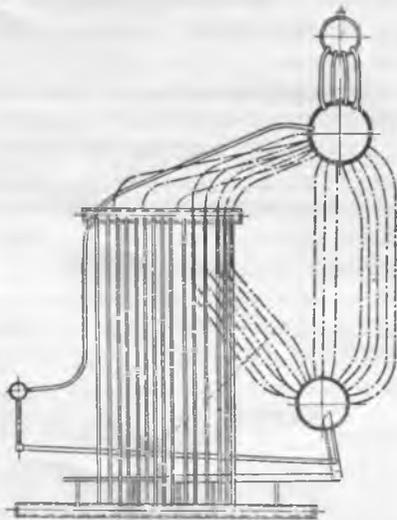


Рис. 1.

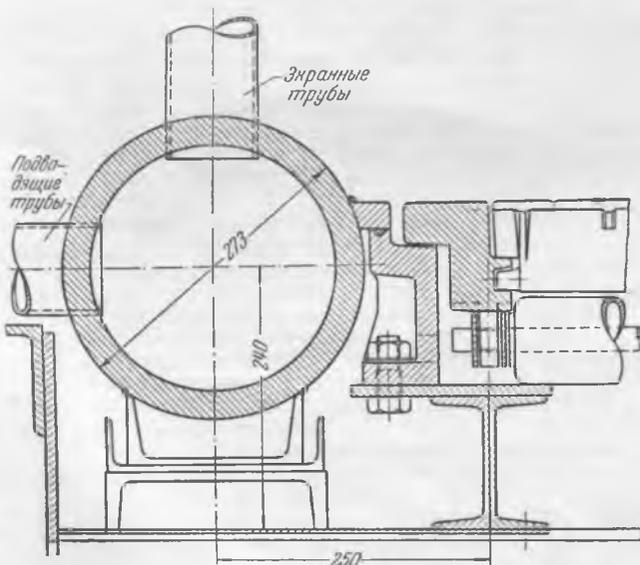


Рис. 2.

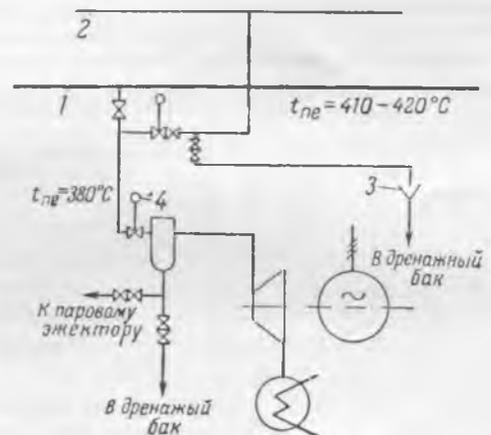


Схема индивидуального регулирования температуры перегрева пара.

1 — магистраль перегретого пара; 2 — линия насыщенного пара; 3 — открытая воронка; 4 — арматура дистанционного управления.

Питанием парового эжектора турбины из нижней точки сепаратора обеспечивается постоянное дренирование сепаратора. Кроме того, перед включением регулирования обязательно производится дренирование линии подвода насыщенного пара.

Регулирование, производимое машинистом турбины при помощи дистанционного управления регулирующим вентилем на линии насыщенного пара, происходит плавно

и обеспечивает номинальный перегрев пара у этой турбины без снижения перегрева пара у остальных турбин.

Условный годовой экономический эффект составил 300 т условного топлива. Правильная схема ввода насыщенного пара и предварительное дренирование гарантируют от гидравлических ударов при регулировании.

Инж. И. И. Левин

ОТ РЕДАКЦИИ

Примененное регулирование температуры перегретого пара подмешиванием к нему насыщенного вообще не может быть рекомендовано, так как при этом уменьшается количество пара, проходящего через перегреватели котлов. При большом расходе насыщенного пара это может повлечь металл труб перегревателей в тяжелое положение.

Поэтому описанный способ регулирования перегрева может быть применен в крайнем случае, когда у одной из турбин с весьма небольшим расходом пара по сравнению с общим расходом номинальная температура пара ниже, чем у других.

При питании котлов конденсатом лучше в таких случаях применить впрыск питательной воды в паропровод на прямом участке длиной 5 м, снабдив его защитной рубашкой.

### Из опыта реакторного пуска синхронных компенсаторов

Техническое управление Министерства в своем решении за № 24'Э\* рекомендует производить замену маслонаполненных реакторов и автотрансформаторов, употребляемых в пусковых схемах синхронных компенсаторов, на нормальные реакторы с воздушным охлаждением, предназначенные для ограничения токов короткого замыкания.

На одной подстанции, где до этого пуск компенсаторов производился по схеме рис. 1,а через двухступенчатый маслонаполненный автотрансформатор, был осуществлен пе-

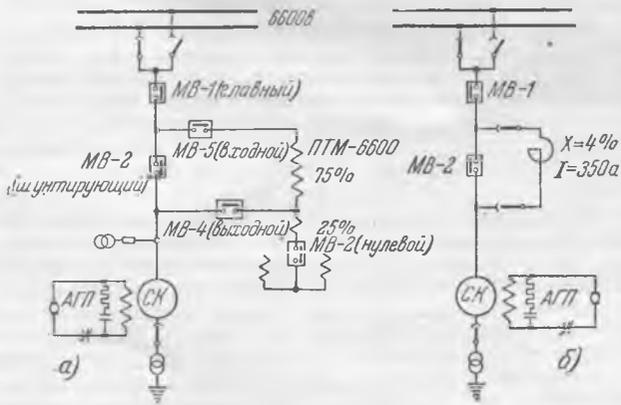


Рис. 1. Схемы пуска.

а — автотрансформаторного пуска; б — реакторного пуска.

ревод двух однотипных компенсаторов завода «Электросила» WR446Z-750 7 500 ква (номинальный ток статора 660 а, напряжение 6 600 в, ток возбуждения 425 а) на более простую схему пуска (рис. 1,б) через воздушный реактор (номинальное напряжение 6 600 в, номинальный ток 350 а, реактивное сопротивление 4%).

Как видно из приведенных данных, номинальный ток реактора составляет 53% от номинального тока компенсатора.

Так как ток короткого замыкания на шинах подстанции равен 20,75 ка, а сверхпереходное реактивное сопротивление компенсатора — 0,17, то реактивное сопротивление системы до шин подстанции, приведенное к номинальному току реактора, составляет 1,7%, а приведенное реактивное сопротивление компенсатора — 9%. Следовательно, суммарное сопротивление энергосистемы реактора и компенсатора будет равно 14,7% и пусковой ток компенсатора ~ 2 380 а.

Напряжение на зажимах компенсатора при пуске составит 61,2%, и напряжение на шинах подстанции 88,5%.

Пуск по новой схеме производится автоматически. Включается автомат гашения поля, и обмотка ротора компенсатора замыкается на якорь возбудителя, шунтовой реостат которого заранее устанавливается в положение, близкое к холостому ходу, или в положение, обеспечивающее взятие емкостной нагрузки. Включением MB-1 подается напряжение на компенсатор через реактор. По мере нарастания скорости вращения и напряжения возбудителя ток статора падает до своей минимальной величины, в результате чего срабатывает реле минимального тока типа ЭТ-72, которое производит включение выключателя MB-2, закорачивающего пусковой реактор. К этому моменту компенсатор уже входит в синхронизм с сетью и пуск заканчивается.

После переоборудования схемы пуска компенсатора было произведено осциллографирование нескольких пусков,

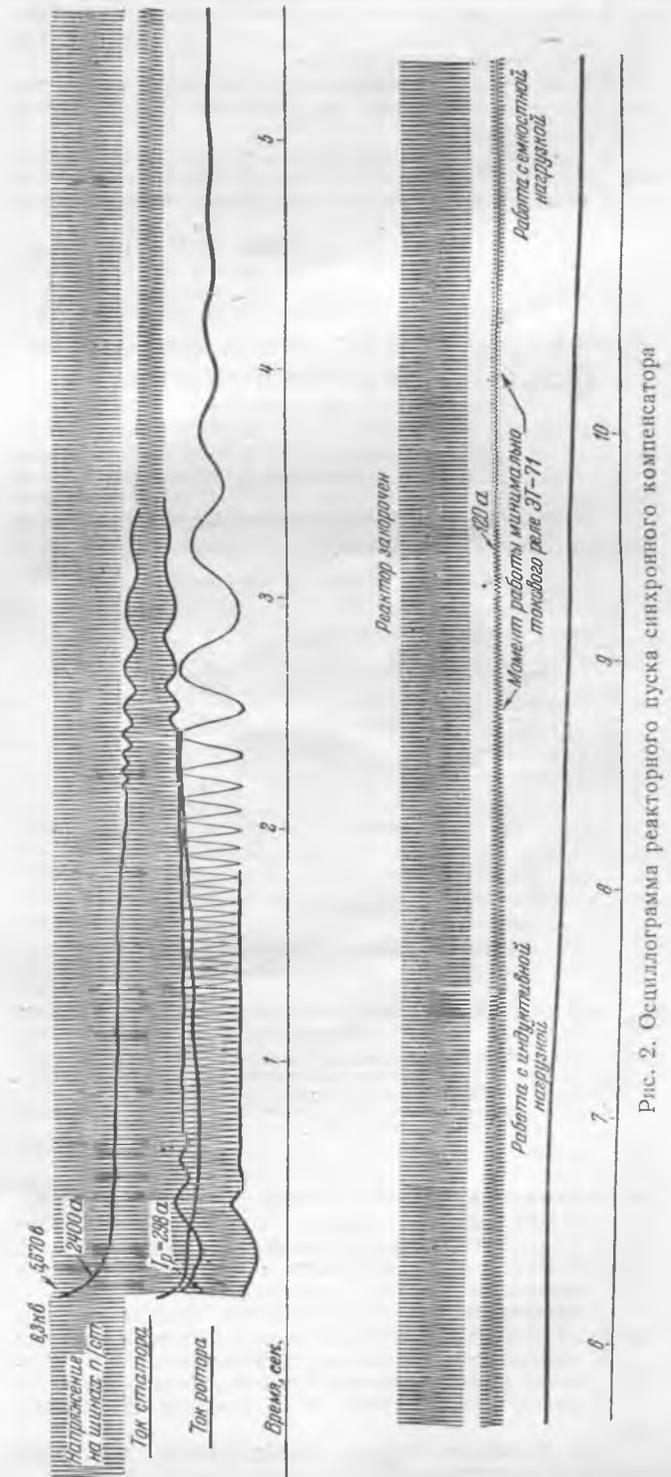


Рис. 2. Осциллограмма реакторного пуска синхронного компенсатора

\* «Электрические станции», 1953, № 1.

при котором записывались: напряжение на шинах подстанции, напряжение за реактором, ток в одной из фаз статора, ток в роторе.

В результате обработки осциллограмм пуска (рис. 2) компенсаторов установлено следующее:

- 1) посадка напряжения на шинах подстанции от пускового тока не выходит из пределов  $8,5 \div 11,5\%$ ;
- 2) величина напряжения за реактором на выводах компенсатора в момент пуска составляет  $51,5 \div 56,5\%$ ;
- 3) величина пускового тока равна  $2400 \text{ а}$ , т. е. превышает номинальный ток статора в  $3,64$  раза;
- 4) наведенный ток в роторе в момент пуска равен  $298 \text{ а}$ , т. е. равен  $70\%$  от номинального тока возбуждения, к концу пятой секунды ток в роторе уже не имеет составляющей переменного тока.

### Выводы

1. Как показывают осциллограммы, компенсатор входит в синхронизм на пятой секунде. Закорачивание пускового реактора производится на десятой секунде, т. е. при синхронной работе компенсатора.
2. Отсутствие ручных операций в данной схеме свидетельствует о возможности оборудования АПВ на линиях с компенсаторами.
3. Простота схемы, надежность и дешевизна воздушных реакторов подтверждают целесообразность применения их в качестве пусковых для синхронных компенсаторов.

Инж. А. В. Михалков

## Электрическая тяга на однофазном переменном токе

На одной электростанции для откатки золы на золоотвал по предложению автора был смонтирован и введен в эксплуатацию с 1951 г. контактный электровоз с питанием однофазным переменным током. В качестве двигателя применен нормальный асинхронный трехфазный электродвигатель с короткозамкнутым ротором.

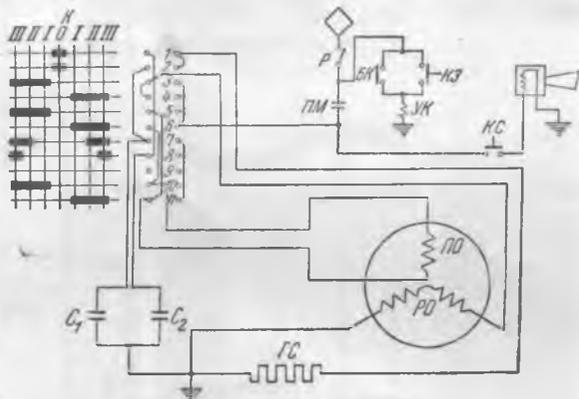


Рис. 1. Электрическая схема электровоза с конденсаторным пуском.

ПО — пусковая обмотка; РО — рабочая обмотка;  $C_1$  и  $C_2$  — конденсаторы; ГС — гасительное сопротивление; ПМ — магнитный пускатель; Р — рубильник; УК — удерживающая катушка магнитного пускателя; КЗ — кнопка пуска; БК — вспомогательный контакт; КС — кнопка сирены.

В процессе эксплуатации схема пуска и режим работы двигателя претерпели существенные изменения. Первое время применялся конденсаторный пуск под нагрузкой. Электрическая схема электровоза с конденсаторным пуском, приведенная на рис. 1, обеспечивает:

- 1) реверсирование, осуществляемое изменением подключения концов пусковой обмотки ПО к конденсатору;
- 2) изменение величины емкости, включаемой в пусковую обмотку (пусковая емкость  $736 \text{ мкф}$ , рабочая —  $368 \text{ мкф}$ );
- 3) разряд конденсатора на гасительное сопротивление ГС.

Все указанные режимы обеспечиваются вращением штурвала контроллера К.

Положение *О* — электродвигатель отключен, контакты контроллера *К-1* и *2* замкнуты и через них конденсаторы  $C_1$  и  $C_2$  разряжаются на гасительное сопротивление ГС.

Положение *III* (вправо) — пуск, через контакты *4* и *6* подается напряжение с троллея (включены рубильник и магнитный пускатель) на пусковую ПО и рабочую РО обмотки электродвигателя; контактами *11*, *7* и *8* в цепь пусковой обмотки включены конденсаторы  $C_1$  и  $C_2$ .

Положение *II* — ход — как предыдущее, но отключившимися контактами *8* отключен конденсатор  $C_2$ . При положении контроллера *2* электровоз работает с нагрузкой, т. е. при движении по горизонтальному участку пути и на подъемах.

Положение *I* — однофазный режим работы — пусковая обмотка разомкнута отключившимися контактами *7*; через контакты *4* напряжение поступает на рабочую обмотку РО. Однофазный рабочий режим применяется при движении на наклонных участках пути.

Работа схемы при движении штурвала контроллера *К* влево аналогична вышеизложенному, только в положении *III* замыкаются контакты *5* и *10*, подавая напряжение на конец пусковой обмотки, чем обеспечивается изменение направления вращения электродвигателя.

Технические характеристики электрооборудования при схеме конденсаторного пуска следующие: электродвигатель — трехфазный асинхронный коротко замкнутый  $9,5 \text{ квт}$ ,  $220/380 \text{ в}$ ,  $750 \text{ об/мин}$ ; конденсатор  $400 \text{ в}$ ,  $50 \text{ квар}$ , емкость одной фазы  $368 \text{ мкф}$ ; контроллер КП-6005.

В процессе эксплуатации выявилось, что ввиду обмержания рельсов, вследствие близости расположенной габрири теряется контакт между колесами электровоза и рельсами, и корпус электровоза оказывается под напряжением  $400 \text{ в}$ , что приводит к опасности поражения током персонала. Для устранения этой опасности удерживающая катушка магнитного пускателя включена между фазой и корпусом электровоза. При потере контакта корпуса с рельсами прекращается ток через удерживающую катушку, и магнитный пускатель, отключаясь, снимает напряжение со всего электрооборудования электровоза.

Защита проста и за два года эксплуатации показала надежную работу.

По описанной схеме (рис. 1) электровоз работал в течение  $1,5$  лет. Однако тяжелый профиль пути (подъем  $21/1000$  при одновременном повороте на радиусе закругления  $70 \text{ м}$ ) приводил к затыжному пуску электродвигателя. Перегрев обмотки при пусках являлся причиной довольно частых повреждений витковой изоляции электродвигателя. Случаев пробоя изоляции на корпус не было.

Было принято решение заменить электродвигатель другим, большей мощности и с лучшим состоянием изоляции. Был установлен электродвигатель типа КТК-220/576 мощностью  $23 \text{ квт}$ ,  $220/380 \text{ в}$ ,  $750 \text{ об/мин}$ . Ввиду недостаточной емкости имевшихся в наличии конденсаторов осуществить пуск под нагрузкой не удалось. Поэтому был изменен режим пуска электродвигателя. Наличие коробки скоростей на электровозе, позволяющей производство переключения под нагрузкой, позволило применить следующий режим пуска. Электродвигатель разогнался вхолостую до номинальной скорости, переводился в режим однофазного питания, затем включением коробки скоростей брал нагрузку. Все это в значительной степени улучшило условия работы электродвигателя, так как разгон его до номинальной скорости занимал всего несколько секунд. В таком режиме электродвигатель стал работать надежно — за  $8$  мес. не было ни одного случая его повреждения.

Указанный режим пуска навел на мысль отказаться от конденсаторного пуска и применить реостатный пуск. Правда, разгон электродвигателя при реостатном пуске протекает медленнее, чем при конденсаторном. Однако при реостатном пуске отпала необходимость в конденсаторах и электрооборудование электровоза существенно упростилось.

Кроме электродвигателя и контроллера, стало необходимо только малогабаритное и весьма надежное пусковое сопротивление.

Электрическая схема электровоза с реостатным пуском, выполненная аналогично схеме с конденсаторным пуском, за исключением того, что вместо двух конденсаторов взято одно сопротивление, обеспечивает:

- 1) реверсирование;

2) пуск, когда в пусковую обмотку включено пусковое сопротивление;

3) рабочий режим — режим однофазного питания при отключенной пусковой обмотке.

Питание троллея напряжением 400 в по отношению к земле осуществляется от сети 220/380 в с глухозаземленной нейтралью через повысительный однофазный автотрансформатор. В качестве автотрансформатора используется трехфазный трансформатор 500/86 в, 120 ква, включенный по схеме рис. 2.

В основу схемы положено распределение магнитного потока в трехфазном сердечнике трансформатора при однофазном питании. Если к обмотке среднего ядра подведено напряжение 220 в, то в обмотках крайних ядер будет индуцироваться напряжение по 110 в. При последовательном соединении всех трех обмоток получим 440 в. В примененном нами трансформаторе для уменьшения на-

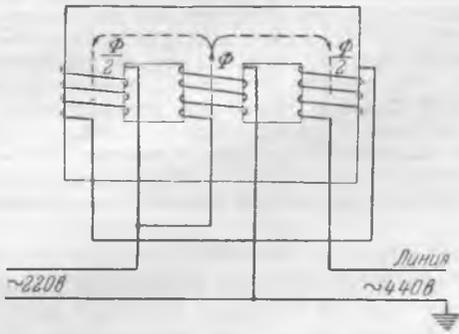


Рис. 2. Схема включения трехфазного трансформатора в качестве однофазного автотрансформатора.

пряжения до 400 в встречно включена вторичная обмотка среднего ядра. Если в трансформаторе готовой обмотки с подходящими параметрами нет, то на выходе можно оставить напряжение 440 в.

По указанной схеме может быть включен любой трехфазный трансформатор, имеющий одну из обмоток напряжением 400—500 в; обмотку высшего напряжения для безопасности следует снять.

Преимущества предложенной схемы заключаются в том, что для обеспечения питания троллея напряжением 400 в по отношению к земле от сети 220/380 в с глухозаземленной нейтралью не требуется изготовления специального разделительного трансформатора и может быть использован подходящий по мощности трехфазный трансформатор без всякой перемотки, только за счет перепайки схемы обмотки 400—500 в.

В настоящее время электровоз работает по схеме с реостатным пуском; он поднимает до 10—11 груженых вагонок общим весом около 10 т. При более удобном профиле пути количество вагонок могло бы быть значительно увеличено.

За время эксплуатации в течение свыше двух лет электротяга на переменном токе показала несомненные преимущества перед тягой на постоянном токе.

Эти преимущества заключаются в отсутствии преобразовательных установок, простоте, дешевизне, в возможности использования простого надежного и широко распространенного оборудования, надежности и удобстве эксплуатации.

Следует отметить, что в том случае, когда кинематическая схема электровоза позволяет производить пуск электродвигателя вхолостую с последующим приемом нагрузки, целесообразно применять схему с реостатным пуском. Если это невозможно, то приходится применять схемы с конденсаторным пуском.

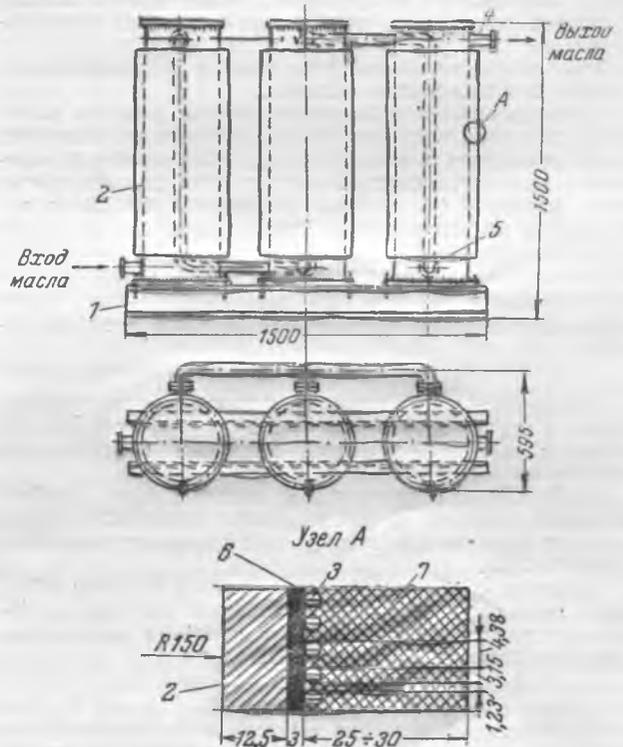
Инж. В. М. Петров

## Новая конструкция индукционного маслоподогревателя

Маслоподогреватели, поставляемые заводом для маслоочистительной машины типа НСМ-3, производительностью 1500 л/час, недолговечны и практически не могут быть отремонтированы в условиях эксплуатации. Ранее описанные конструкции маслоподогревателей<sup>1</sup> либо требуют материалов, не всегда имеющих в наличии, либо сложны в изготовлении.

Авторами настоящей статьи был предложен индукционный маслоподогреватель следующей простой конструкции (рисунок).

На швеллерах 1 устанавливается три бака 2, сделанные из отрезков трубы диаметром 325 мм и длиной по 1300 мм. Под баки подкладывается листовой асбест 6 толщиной 5 мм. Поверхность каждого бака обматывается слоем листового асбеста толщиной 3—4 мм, поверх которого наматывается обмотка 3 из 230 витков медного



голого провода диаметром 3,15 мм. Обмотка наматывается на длину, равной 1050 мм; концы ее схватываются хомутами. В верхней и нижней частях каждого бака при вариваются патрубки 4 для входа масла — снизу и выхода — сверху.

Все баки соединяются последовательно по маслу. В нижней части каждого бака делаются спускные краны 5.

Верхние хомуты соединяются в звезду изолированной медной шиной, а к нижней подводится напряжение 380 в. Вся обмотанная поверхность баков покрывается слоем теплоизоляции толщиной 25—30 мм, обертывается мешковиной и красится в красный цвет.

Испытания показали хорошую работу маслоподогревателя данной конструкции. Мощность, потребляемая маслоподогревателем, составляет ~ 26 кВт при  $\cos \varphi \approx 0,8$ . Нагревания болтов, крепящих баки и швеллеры, не наблюдалось.

Инж. В. И. Бутин и инж. С. С. Музальков

<sup>1</sup> П. А. Зинювкин и М. С. Плешаков, Новая конструкция подогревателей при очистке трансформаторного масла, «Электрические станции», 1951, № 3; А. М. Баркалов, Маслоподогреватель индукционного типа, «Электрические станции», 1952, № 1.



# Консультация по „Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей“

## ВОПРОС

Чем вызвано требование § 969 «Правил технической эксплуатации» о немедленном отборе проб масла на проверку содержания взвешенного угля после отключения масляным выключателем короткого замыкания?

## ОТВЕТ

При отключении масляным выключателем короткого замыкания уголь, образующийся в результате разложения масла при высоких температурах, может осаждаться на изоляторы, траверзы и другие элементы масляного выключателя.

Уголь вследствие своей пористости и гигроскопичности образует токопроводящие мостики.

При образовании большого количества угля его осаждение должно предотвращаться срочным проведением замены и очистки масла. Поэтому отбор пробы и определение количества образовавшегося угля должны производиться возможно скорее после отключения масляным выключателем короткого замыкания.

## ВОПРОС

Допускается ли смешение стабилизированных масел с обычными свежими маслами или бывшими в эксплуатации?

## ОТВЕТ

В настоящее время заводами частично выпускаются турбинное и трансформаторное масла улучшенной степени очистки с присадкой антиокислителя ВТИ-1 (стабилизированное масло).

§ 979 «Правил технической эксплуатации» требует отдельного хранения и использования стабилизированных масел для возможности всесторонней оценки их поведения в эксплуатации.

Смешение стабилизированных масел со свежими обычными и в особенности эксплуатационными маслами не рекомендуется, так как не все масла являются восприимчивыми к действию присадки ВТИ-1.

## ВОПРОС

В § 584 старой редакции «Правил технической эксплуатации» не рекомендовалось дежурному персоналу производить оперативные переключения в электрической схеме в конце смены. В § 1042 новых «Правил» это существенное указание отсутствует. Следует ли из этого, что прежний порядок в этом отношении изменяется?

## ОТВЕТ

Имеется ряд существенных организационных мероприятий, направленных к обеспечению безошибочных действий дежурного персонала, которые обычно вводятся в действие местными распоряжениями, учитывают опыт эксплуатации и местные условия и не требуют особой регламентации «Правилами технической эксплуатации».

Данный вопрос относится к этой категории мероприятий. Совершенно очевидно, что в нормальных условиях не должно производиться никаких оперативных переключений в электрической схеме электростанции, подстанции за 30—40 мин. до конца смены дежурного персонала, когда он должен готовить оперативную документацию и свое рабочее место к сдаче.

В противном случае при производстве переключений персоналом допускается спешка, что зачастую приводит к грубым недосмотрам и ошибкам и может вызывать тяжелые аварии.

К таким же мероприятиям, в частности, также относятся:

а) Перенос начала дежурства дневной смены персонала электроцеха с 8 на 7 час. утра, с тем чтобы дать возможность нормально принять смену и, ознакомившись

с состоянием оборудования, допустить ремонтный персонал цеха к работам по нарядам. В противном случае получается неизбежная задержка с допуском к работам ремонтного персонала, создаются излишняя напряженность и спешка в работе начальника смены электроцеха, когда не исключена возможность ошибочных действий персонала.

б) Выделение на крупных электростанциях второго дежурного электротехника в помощь дежурному начальнику смены электроцеха для разгрузки его по допуску к работам утром ремонтного персонала (на других электростанциях такая помощь оказывается в дни праздничных остановок на ремонт основного оборудования, когда производится большое количество переключений и допусков к работам на электрооборудовании).

Такие мероприятия должны в каждом отдельном случае разрешаться руководством электростанции или энергосистемы, исходя из местных условий и возможностей.

## ВОПРОС

В п. «б» § 327 «Правил технической эксплуатации» указано, что каждая турбинная установка должна иметь обратные клапаны на отборах пара турбин, установленные в непосредственной близости от турбины, и при давлении отбора более 1 ата — задвижку между турбиной и обратным клапаном.

Однако согласно тепловой схеме турбин типа ВК-50-1 Ленинградского металлического завода обратные клапаны на отборах турбин нашей электростанции установлены между турбиной и задвижкой. Можно ли сохранить существующую схему расположения обратных клапанов и задвижек без реконструкции, в отступление от требований «Правил», и в чем заключается неправильность этой схемы.

## ОТВЕТ

Отступления от требований «Правил» не разрешаются. При частичном закрытии задвижки на отборе, при расположении ее за обратным клапаном, в случае переполнения парового объема подогревателя водой из-за разрыва трубок может произойти отказ в работе обратных клапанов и попадание воды в турбину.

Кроме того, ремонт обратных клапанов при такой схеме невозможен без остановки турбины. На Вашей электростанции необходимо в ближайшую же остановку турбин переместить местами обратные клапаны и задвижки на отборах для приведения схемы в соответствие с требованиями «Правил».

## ВОПРОС

Чем обусловлено требование § 680 «Правил» об установке крана на маслопроводе обязательно между газовым реле и расширителем силового трансформатора.

## ОТВЕТ

В указанном месте кран устанавливается для предотвращения отказа в работе газового реле при случайном перекрытии этого крана и понижении уровня масла в трансформаторе (вследствие течи масла или при внезапном похолодании).

Для предотвращения сужения сечения горизонтальной части маслопровода к расширителю и исключения ложной работы газовой защиты на отключение при скоплении воздуха в реле кран обычно устанавливается на вертикальной части маслопровода.

При невозможности установки его на вертикальной части запирающее устройство, устанавливаемое на горизонтальной части маслопровода, должно быть такой конструкции, чтобы не сужать сечения маслопровода (типа плоских радиаторных кранов и т. п.).



## В Техническом управлении по электростанциям

### О включении синхронных генераторов и компенсаторов без сушки или с сушкой под нагрузкой

За последние годы в Советском Союзе проведен ряд работ по разработке новых экономичных способов сушки, испытанию релейной защиты синхронных машин в неподвижном состоянии, испытанию изоляции электрических машин повышенным напряжением, влиянию увлажнения на электрическую прочность изоляции обмотки статоров и определению степени увлажнения.

Широкое применение в эксплуатации новых методов сушки и испытания релейной защиты синхронных машин в неподвижном состоянии позволило значительно сократить время работы машин на холостом ходу и тем самым дало возможность ускорить ввод новых машин в работу и сэкономить топливо.

Инструкция по эксплуатации и ремонту генераторов предписывает проводить сушку, если она необходима, только при неподвижном состоянии машины. Для вновь устанавливаемых машин сушка при необходимости должна проводиться до монтажа или во время него. Испытание релейной защиты следует производить также при неподвижном состоянии машины.

Испытание изоляции обмоток статоров повышенным напряжением позволяет выявить и своевременно устранить ряд местных ее дефектов.

В результате работ по определению влияния влажности на электрическую прочность изоляции класса Е стержневых обмоток статоров синхронных машин установлено, что увлажнение изоляции практически не снижает ее электрической прочности ниже уровня применяемых в настоящее время испытательных напряжений.

В настоящее время можно считать установленным, что испытание повышенным напряжением следует проводить до сушки и очистки изоляции обмотки статора, как это указано в инструкции по эксплуатации и ремонту генераторов. При этом условии может быть выявлено большее число дефектов, имеющих в изоляции.

Вполне своевременным является отказ в ряде случаев от сушки и применение при необходимости сушки под нагрузкой обмоток статоров с изоляцией класса В.

На основе изучения опыта и освоения новых, более эффективных методов эксплуатации Техническое управление по электростанциям предлагает (эксплуатационный циркуляр № 8/Э, июль 1953 г.):

1. Вновь устанавливаемые генераторы и синхронные компенсаторы с компаундированной изоляцией обмотки статора, а также с опрессованной гильзовой изоляцией со стержневой обмоткой статора могут включаться в работу без сушки при выполнении одного из следующих условий:

а) если величина  $\frac{R_{60}}{R_{15}} \geq 1,3$  при температуре 15—30° С, где  $R_{15}$  и  $R_{60}$  — значения сопротивления изоляции, отсчитанные спустя 15 и 60 сек. после приведения в действие мегомметра;

б) если сопротивление изоляции  $R_{60}$ , измеренное при температуре, близкой к рабочей температуре обмотки, составляет не менее 1 мгом на 1 кв номинального линейного напряжения статора.

В обоих случаях измеряется сопротивление изоляции каждой из фаз обмотки статора по отношению к корпусу и соединенным с ним двум другим фазам.

Генераторы с компаундированной обмоткой статора при отношении  $\frac{R_{60}}{R_{15}} < 1,3$  в случае затруднения в проведении

сушки в неподвижном состоянии подвергаются сушке под нагрузкой.

2. Синхронные генераторы и компенсаторы после капитального ремонта без смены обмоток не подвергаются сушке за исключением случаев явного попадания воды на обмотки.

3. Вновь устанавливаемые генераторы и синхронные компенсаторы, прошедшие сушку до или во время монтажа, включаются в работу без повторной сушки за исключением случаев явного попадания воды на обмотки.

4. Генераторы и синхронные компенсаторы, прошедшие капитальный ремонт на месте установки с полной или частичной сменой обмотки, если не выполнены условия п. 1, подвергаются сушке под нагрузкой.

5. Сушка под нагрузкой производится следующим образом:

а) обмотка статора, предварительно испытанная повышенным напряжением промышленной частоты согласно действующим нормам, продувается и очищается от грязи и пыли;

б) при снятых торцевых щитах к каждой фазе обмотки при двух других заземленных фазах подводится напряжение промышленной частоты, равное линейному напряжению генератора или синхронного компенсатора; через 30—40 мин. напряжение отключается, измеряется сопротивление изоляции и на ощупь проверяется отсутствие нагрева изоляции лобовых частей; если будет обнаружен нагрев, сушка под нагрузкой не допускается;

в) генератор (компенсатор) включается в сеть и нагружается по току статора на 50% от номинального, затем увеличивается до номинального ступенями: 50—65—85—100% (длительность работы на каждой ступени — порядка 24 час.).

Рекомендуется периодически отключать генераторы для измерения сопротивления изоляции обмотки статора. Защита от замыканий на землю на время сушки устанавливается на отключение (при замыканиях как в генераторе, так и в сети генераторного напряжения).

Температура холодного воздуха устанавливается возможно более низкой, но не ниже 20—25° С, определяемой условиями отсутствия отпотевания воздухоохладителей.

Во время сушки под нагрузкой необходимо периодически (1 раз в 2—3 часа) открывать дверь в камере горячего воздуха при открытой задвижке добавочного воздуха или двери в камере холодного воздуха для удаления из охлаждающего воздуха водяных паров.

### О мерах предотвращения возгорания изоляции обмотки генераторов от действия емкостных токов

При испытаниях изоляции генераторов повышенным напряжением наблюдались случаи тления изоляции в лобовых частях из-за действия емкостных токов. Тлению особенно подвержены непропитанный шпагат, киперная лента и пр. Так, на одной электростанции во время приемных испытаний повышенным напряжением изоляции статора турбогенератора 10,5 кв (при снятых торцевых щитах), проходившего ремонт на ХТЗ с полной сменой обмоток, по появившемуся дыму было обнаружено тление изоляции. При дальнейшей эксплуатации генератора тление было предотвращено путем изъятия из лобовых частей легко воспламеняющихся материалов и изменения конструкции креплений.

Тление изоляции во время работы генератора может повести к возгоранию его изоляции, особенно если изоляция выполнена некачественно — с плохой пропиткой шпагата и пр.

В целях предотвращения возможного возгорания от действия емкостных токов некачественно выполненной изо-

ляции, а также для своевременного обнаружения начавшихся разрушений изоляции от действия этих токов Техническое управление по электростанциям предлагает (протокол циркуляра № 10/Э от июня 1953 г.):

1. Не допускать в эксплуатацию новые генераторы или генераторы, прошедшие капитальный ремонт со сменой обмоток, если в их лобовых частях будут обнаружены непропитанные или непокрытые покровным лаком легко воспламеняющиеся материалы (шпагат, электрокартон, хлопчатобумажная лента и т. п.).

2. Испытание повышенным напряжением обмоток статоров производить при снятых торцевых щитах. При этом следует отмечать интенсивность и характер короны, особенно при испытаниях вновь вводимых генераторов или прошедших ремонт с полной или частичной сменой обмоток.

3. Для генераторов 10 кв и выше, вновь вводимых или прошедших ремонт с полной или частичной сменой обмотки, после проведения испытания повышенным напряжением снижать напряжение до номинального и выдерживать обмотку под этим напряжением в течение 5 мин. Испытание проводится при снятых торцевых щитах с целью обнаружения возможного загорания изоляции.

4. При капитальных ремонтах генераторов 10 кв и выше без смены обмоток производить тщательный осмотр лобовых частей с целью выявления возможных разрушений изоляции от действия емкостных токов и короны, обращая особое внимание на места выхода стержней из паза, доступные для осмотра места пересечения в лобовых частях стержней верхнего и нижнего рядов, а также места, у которых при испытании повышенным напряжением наблюдается усиленное коронирование.

5. Ввести испытание лобовых частей компаундированных обмоток статора перед укладкой в пазы.

6. При приемке новых генераторов от электромашиностроительных заводов требовать представление всех протоколов пооперационных и сдаточных испытаний. При обнаружении каких-либо отступлений не принимать генератор и немедленно сообщать в Техническое управление по электростанциям.

## **В Управлении капитального строительства**

### **О нормах расхода материалов на изготовление нестандартного оборудования и на монтаж тепломеханической части электростанции**

Управление капитального строительства утвердило составленные Конструкторским бюро Главпромэнерго-монтажа «Нормы расхода материалов на изготовление нестандартного оборудования и монтаж тепломеханической части электростанций».

«Нормы» предназначены для определения расхода металла, труб, обмуровочных материалов, арматуры и вспомогательных монтажных материалов при расчетах-заявках и при составлении проектов организации работ для электростанций с котлоагрегатами производительностью 75—230 т/час и турбогенераторами мощностью 12—100 тыс. квт.

«Нормы» состоят из двух разделов. В первом разделе приведен общий расход материалов, необходимых для изготовления нестандартного оборудования, т. е. оборудования, не поставляемого промышленностью, а изготавливаемого монтажными организациями, и расход материалов, необходимых для монтажа отдельных агрегатов или оборудования отдельных сооружений электростанций.

Во втором разделе помещены таблицы расхода металла и труб на отдельные элементы и составляющие общего расхода металла и труб.

В «Нормы» включен металл, необходимый для изготовления:

По котельным агрегатам — пылегазовоздухопроводов с каркасами, креплением, лестницами и площадками как коробов, так и всего оборудования пылеприготовления; рукавов и каркасов смывных аппаратов гидрооудаления, а также приемного бункера, лестниц, площадок и опор к аппаратам Москалькова; корпусов горизонтальных электрофильтров с бункерами и люками, лест-

ниц и площадок к ним; корпусов батарейных циклонов с бункерами, заслонками, люками и трубами, лестниц и площадок к ним.

По турбинным установкам — баков и деаэраторов с опорами, лестницами и площадками; каркасов, лестниц и площадок к турбинам, подогревателям, испарителям, редукционно-увлажнительным установкам.

По котельным агрегатам и турбинным установкам — опор, подвесок и несущих конструкций к ним ко всем трубопроводам; рам к вращающимся механизмам; соединительных лестниц и площадок; однорельсовых подвесных путей.

По химводоочистке — баков, лестниц, площадок, ограждений, рам под электронасосы, опор, подвесок и несущих конструкций трубопроводов.

По береговым насосным — каркасов, площадок, лестниц ограждений как в насосной, так и в переключательном колодце, пазовых конструкций и рам для плоских сеток, пазовых конструкций вращающихся сеток, рам под оборудование, опор, подвесок и несущих конструкций трубопроводов.

По топливоподаче — опорных конструкций транспортеров с трэками под лопастные питатели и сбрасывающие тележки, конструкций натяжных и приводных станций с рамами под электродвигатели и редукторы, пересыпных узлов плужковых лентоочистителей, ограждений натяжных барабанов и грузов, подвесных путей, пробоотборников головных воронок, приемных лотков, а также кожухов, опорных конструкций, лестниц, площадок и ограждений к дробилкам и грохотам.

По мазутному хозяйству — площадок и лестниц в мазутонасосной и в мазутохранилище, опор и подвесок для трубопроводов мазутонасосной, стеллажей для змеевиков в мазутохранилище, стояков и подвесок для паропровода, а также желобов к мазутосливу.

По паружным трубопроводам — опор и труб водоводов большого диаметра (лист и швеллеры).

Кроме того, учитывается расход металла на изготовление фланцев для трубопроводов давлением до  $P_{раб} = 32 \text{ ата}$ , тепловых щитов и других металлоконструкций для монтажа приборов теплового контроля и автоматики, а также на изготовление плазов, временных козел, опор и других конструкций, необходимых для монтажных работ.

Приведенное в «Нормах» количество труб охватывает все станционные трубопроводы (за исключением труб на рабочее давление свыше 32 ата), трубопроводы химводоочисток, береговых насосных, мазутного хозяйства, внешние теплофикационные трубопроводы для отопления зданий и сооружений на территории электростанции, монтажную разводку кислорода, ацетилен, сжатого воздуха и воды, а также трубы, необходимые для изготовления нестандартного оборудования (коробов газопроводов, батарейных циклонов и пр.).

В «Нормах» в качестве приложения помещены таблицы расхода металла на оборудование, отличающееся от принятого в типовых проектах, а именно: на скреперную установку, вертикальные электрофильтры, скрубберы, деаэраторы и баки различных видов и емкостей, дымовые металлические трубы. Кроме того, приложены таблицы расхода кабелей и труб, необходимых для монтажа контрольно-измерительных приборов и автоматики и другие вспомогательные таблицы. «Нормы» изданы Госэнергоиздатом в 1953 г.

## **Совещание по применению разомкнутого цикла сушки и пылеприготовления влажных топлив**

В феврале 1953 г. в Энергетическом институте Академии наук СССР было проведено совещание по применению разомкнутого цикла сушки и пылеприготовления влажных топлив, организованное секцией топок и горения Комиссии пара высоких параметров при ЭНИИ. На совещании было заслушано 15 докладов и сообщений с мест представителей научно-исследовательских и проектных институтов и электростанций Министерств электростанций и угольной промышленности.

В докладах были приведены результаты испытаний, эксплуатации и технико-экономических расчетов ряда котельных агрегатов с замкнутыми и разомкнутыми схемами сушки влажных топлив.

Центральным котлотурбинным институтом (ЦКТИ) проведена большая работа по созданию и внедрению на электростанции индивидуальной разомкнутой схемы пылеприготовления с сушкой многовлажных украинских бурых углей в шахтных мельницах всеми отходящими газами котлоагрегатов.

Три электростанции, оборудованные котлами паропроизводительностью по 30 и 75 т/час, сожгли с хорошими экономическими показателями (к. п. д. котлов в среднем около 90%) до 1953 г. значительное количество александровского бурого угля с приведенной влажностью 35—40%, приведенной зольностью 12—21% и теплотворной способностью 1800—1200 ккал/кг. Принятая на этих электростанциях разомкнутая схема ЦКТИ обеспечила надежное сжигание углей с приведенной влажностью до 45—50%.

Произведенная ЦКТИ проектная разработка котлоагрегатов 170 и 230 т/час для александровского бурого угля с приведенной влажностью 36% показала, что по сравнению с обычной замкнутой схемой пылеприготовления с шахтно-мельничной топкой к. п. д. нетто котлоагрегата с разомкнутой схемой пылеприготовления ЦКТИ возрастает на 8%. Вместе с тем при примерно равной стоимости котлоагрегатов перерасход металла при схеме ЦКТИ составляет около 150 т, а кубатура здания увеличивается на 4 600 м<sup>3</sup>.

Опыт ЦКТИ по сжиганию влажных украинских углей в топках с замкнутым циклом подготовки топлива (шахтно-мельничные топки и топки с мелющим вентилятором) и в пневматических топках ЦКТИ системы Шершнева показал, что в этих топках нормальное сжигание обеспечивается при приведенной влажности топлива не выше 25%.

Работами Всесоюзного теплотехнического института (ВТИ) установлено, что наиболее эффективным методом возвращения влажному топливу сыпучих свойств является его размораживание и неглубокая подсушка в наиболее пригодных для этой цели барабанных газовых сушилках со специальным питательным устройством и внутренней насадкой.

На основе восьмилетнего опыта работы электростанции, топливоподача которой производительностью около 100 т/час была оборудована по такой схеме, ВТИ совместно с Теплоэлектропроектом (ТЭП) разработал проект размораживающих устройств для электростанций с расходом топлива 400 ÷ 650 т/час.

Произведенные ВТИ детальные подсчеты различных тепловых схем показали, что глубокая подсушка топлив с приведенной влажностью свыше 15% в разомкнутой схеме пылеприготовления существенно улучшает технико-экономические показатели работы электростанций. Так, например, при глубокой подсушке в паровых трубчатых сушилках экономия топлива по сравнению с обычной замкнутой схемой превышает 25%.

Одна электростанция, работающая свыше 20 лет по разомкнутому циклу в схеме центрального пылезавода с паровыми трубчатыми сушилками, добилась хороших технико-экономических показателей работы (к. п. д. brutto котельной 91%).

Произведенное технико-экономическое сравнение различных схем сушки высоковлажного башкирского бурого угля показало, что чем глубже сушка угля на электростанции, тем больше возрастают расходы топлива и электроэнергии на собственные нужды, а также стоимость отпускаемой энергии. Наименьшее увеличение эксплуатационных затрат дает неглубокая сушка в сочетании с котлоагрегатами с развитыми хвостовыми поверхностями нагрева типа нового котла ПК-14. Теплоэлектропроект считает, что топливо должно быть доведено на месте добычи до состояния, обеспечивающего его сыпучесть, поскольку ни один из известных способов сушки угля у потребителей не обеспечивает надежной их работы на высоковлажных углях из-за трудностей, возникающих в тракте углеподачи до сушилок.

После докладов развернулась дискуссия по вопросам о технико-экономических показателях замкнутых и разомкнутых схем пылеприготовления в индивидуальных системах и в системах с центральными пылезаводами, о раз-

мере приведенной влажности, выше которой не может быть обеспечена надежная и экономичная работа котлоагрегатов с замкнутой схемой пылеприготовления, и об эффективности различных методов улавливания уноса топлива и золы из отходящих газов котлоагрегатов с индивидуальной разомкнутой схемой пылеприготовления.

В своем решении Советствие отметило большое значение работ по созданию и освоению разомкнутых схем пылеприготовления, исключающих влияние колебаний качества топлива на работу котлов, обеспечивающих значительное повышение экономичности электростанций и уменьшение размеров котлоагрегатов и создающих благоприятные условия для их унификации и автоматизации.

Необходимость детальной проработки по единой методике вопроса о значении приведенной влажности, выше которой должны найти применение, в первую очередь для котлов 170 и 230 т/час, различные схемы разомкнутого цикла, диктуется тем, что в настоящее время это значение оценивается различными организациями по-разному (от 10 и до 20 ÷ 25%).

Советствие признало обязательным применение всех возможных мер для снижения влажности топлива на месте добычи с целью обеспечения достаточной его сыпучести, без чего не могут быть устранены серьезные затруднения при транспорте и переработке топлива на электростанциях.

Наряду с этим необходима глубокая комплексная проработка научно-исследовательскими и проектными институтами вопросов, связанных не только с подсушкой угольных месторождений, но и с дополнительной подсушкой высоковлажных и многозольных углей на месте добычи или у потребителей.

Советствие рекомендовало ЭНИН провести комплексную технико-экономическую проработку вопроса о минимальной калорийности бурых углей, добыча и энергетическое использование которых являются целесообразными с народнохозяйственной точки зрения, поскольку техническая возможность сжигания углей с приведенной влажностью до 45—50% доказана опытом эксплуатации электростанций, работающих по разомкнутой схеме ЦКТИ.

Наряду с работами по усовершенствованию барабанных газовых сушилок с целью уменьшения их громоздкости и увеличения единичной пропускной способности по углю до 250 т/час необходимо изыскивать и иные способы подсушки рядовых углей, в том числе и в дробилках. Работы по пневматическим сушилкам должны быть направлены в сторону углубления подсушки и регулирования влажности сушонки, а по паровым трубчатым сушилкам — в сторону изыскания способов увеличения их производительности и экономичности и устранения замазывания труб. Должны быть продолжены работы по проработке вопроса о целесообразности использования паровых сушилок в схемах с центральным пылезаводом и над созданием паровой сушилки конструкции ВТИ для рядовых углей.

Советствие рекомендовало применение индивидуальной разомкнутой схемы при использовании высоковлажных топлив для котлов средней мощности и считало возможным в отдельных случаях применение ее и для котлов ольшой производительности.

Советствие вместе с тем предложило ЦКТИ совместно с заводами и электростанциями форсировать работы по окончанию типовых компоновок, усовершенствованию отдельных элементов оборудования, внедрению автоматизации регулирования котлоагрегатов и повышению культуры эксплуатации этих электростанций.

Для установок малой, а в отдельных случаях и средней мощности, для которых разомкнутая схема является слишком сложным решением, Советствие рекомендовало при использовании топлив с приведенной влажностью не выше 25% применение шахтно-мельничных топок, топок с мелющим вентилятором и пневматических топок ЦКТИ системы Шершнева.

Отмечая успехи, достигнутые научно-исследовательскими и проектными организациями в освоении высоковлажных топлив, Советствие подчеркнуло необходимость значительного расширения и ускорения исследовательских и проектных работ по внедрению новых, более совершенных методов пылеприготовления и по оказанию более действенной помощи крупным потребителям этих топлив.

Канд. техн. наук М. А. Наджаров



## Испытания выключателей 230 кВ с номинальной отключающей мощностью 10 млн. кВа в действующей энергосистеме

В конце 1950 г. на гидростанции Гранд-Кули, сооруженной на р. Колумбия, были проведены испытания выключателей 230 кВ с номинальной отключающей мощностью 10 млн. кВа в условиях действующей энергосистемы.

На этой гидростанции установлено 18 агрегатов, размещенных поровну в двух станционных зданиях, расположенных по сторонам водосливной плотины. Энергия гидростанции выдается в энергосистему в основном на напря-

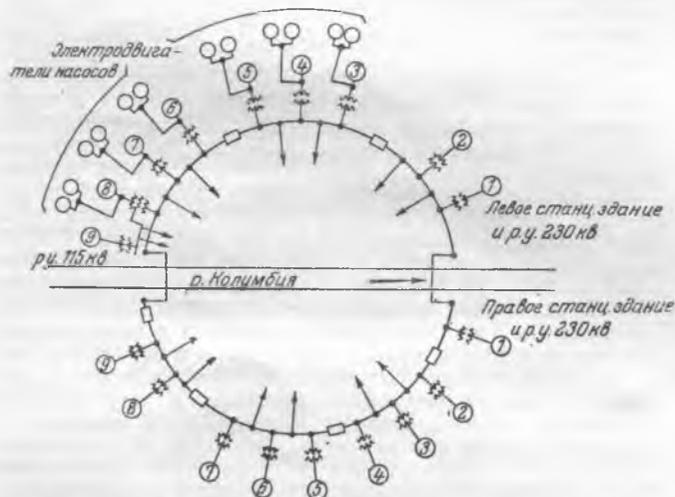


Рис. 1. Принципиальная схема электрических соединений гидростанции Гранд-Кули.

жении 230 кВ. Принципиальная схема электрических соединений гидростанции при полном ее развитии<sup>1</sup> приведена на рис. 1.

В распределительном устройстве 230 кВ правого здания установлены малообъемные импульсные масляные выключатели ДЖИИ, а левого здания — баковые масляные выключатели Вестингауз.

Линейные выключатели 230 кВ имеют отключающую мощность 10 млн. кВа, собственное время отключения 0,05 сек. и время обратного включения 0,35 сек. Секционные выключатели 230 кВ характеризуются такими же параметрами, как и линейные, но не требуют автоматического обратного включения. Генераторные выключатели 230 кВ имеют отключающую мощность 2,5 млн. кВа, собственное время отключения 0,13 сек. и не требуют автоматического обратного включения.

Максимальная расчетная мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 230 кВ гидростанции при работе 18 генераторов и 12 синхронных электродвигателей насосной станции и при всех включенных линиях 230 и 115 кВ при условии максимальной подпитки места короткого замыкания из энергосистемы приближается к 15 млн. кВа.

Опыт эксплуатации гидростанции за 1944 ÷ 1951 гг. показал (рис. 2), что только в 6% случаев аварий действительная мощность короткого замыкания превышает 70% максимального расчетного значения, в то время как

50% аварий дают мощность короткого замыкания, меньшую 21% максимально возможной.

На рис. 3 показана зависимость мощности трехфазного короткого замыкания, которую должен отключить линейный выключатель, от отдаленности места короткого замыкания от шин 230 кВ гидростанции. При коротком замыкании на линии на расстоянии 3,2 км от шин мощность короткого замыкания снижается до 10 млн. кВа, а на расстоянии 1,6 км — до 12 млн. кВа. Расчеты показали, что при наиболее тяжелых условиях возникновения однополюсного короткого замыкания на землю на расстоянии 1,6 км от шин мощность короткого замыкания не достигает 12 млн. кВа. Так как все линии 230 кВ на подходах к гидростанции на длине около 1,6 км защищены тросами, то возможность возникновения на этих участках коротких замыканий мало вероятно, в связи с чем предполагается, что реальная величина мощности короткого замыкания не превысит 12 млн. кВа.

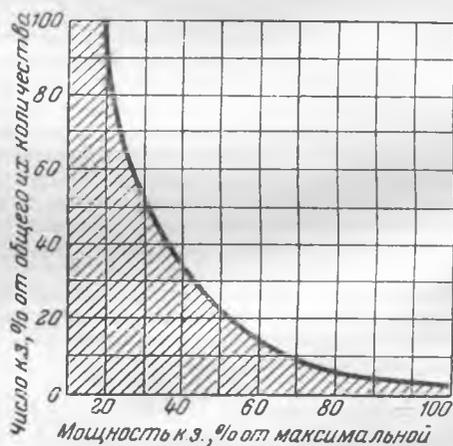


Рис. 2. Сравнение действительных отключаемых мощностей коротких замыканий с максимальной расчетной мощностью по данным эксплуатации гидростанции за 1944—1951 гг.

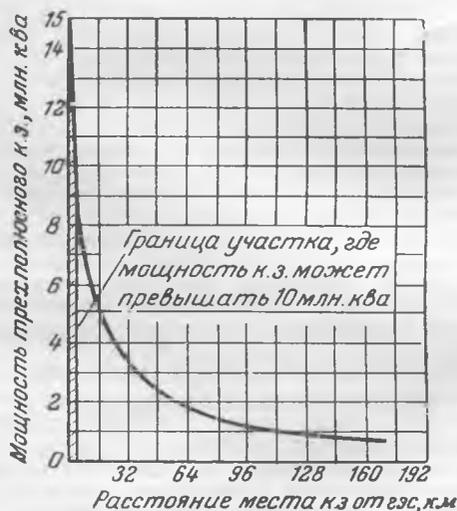


Рис. 3. Влияние отдаленности места короткого замыкания от шин 230 кВ гидростанции на величину отключаемой мощности.

<sup>1</sup> Описание развития схемы электрических соединений гидростанции Гранд-Кули дано в реферате в журнале «Электрические станции», 1950, № 11.

Одновременно указывается, что неучтенное в расчетах влияние омического сопротивления линии на постоянную времени аperiodической составляющей тока короткого замыкания также вызовет снижение действительной отключаемой мощности короткого замыкания.

### Испытание выключателей ДЖИИ

Трехфазный импульсный выключатель ДЖИИ состоит из трех однофазных единиц с индивидуальными пневматическими приводами, что допускает осуществление пофазного АПВ. Трансформаторы тока числом до 12 встроены в маслонаполненные вводы, аналогичные применяемым в баковых выключателях. Разъединители, конструктивно объединенные с вводами, имеют ручные приводы. Для измерения напряжения предусмотрены емкостные делители напряжения.

Этот выключатель имеет следующие параметры: номинальный ток 1 000 а; отключающая мощность 10 млн. кВа (25,6 ка при 230 кВ и 26 ка при 220 кВ); динамическая устойчивость 46 ка; собственное время отключения 0,05 сек.

На рис. 4 приведен разрез одной фазы выключателя, состоящей из горизонтальной дугогасительной камеры 4, вертикальной опорной колонны 6, двух колонок опорных изоляторов 9 и пневматического привода 11.

Комплектный трехфазный выключатель требует для своего заполнения 2,4 т изоляционного масла, причем воздействию дуги при работе выключателя подвержены лишь 310 кг масла на фазу; только это количество масла нуждается в усиленном контроле и периодической замене. Ввиду малого количества масла, заливаемого в импульсные выключатели, распределительное устройство 230 кВ правого здания не имеет стационарных маслопроводов и маслоочистительной аппаратуры.

Принципиальная схема электрических соединений при проведении испытаний выключателей 230 кВ показана на рис. 5. На испытательной площадке 15 были установлены два однофазных импульсных выключателя 230 кВ, один из которых включал цепь на короткое замыкание, а второй, испытуемый, отключал последнее. Все опыты проводились на отключение однополюсных коротких замыканий на землю между фазой С и заземляющей сеткой распределительного устройства 230 кВ. Часть опытов проводилась при глухих замыканиях на землю, а другие — при

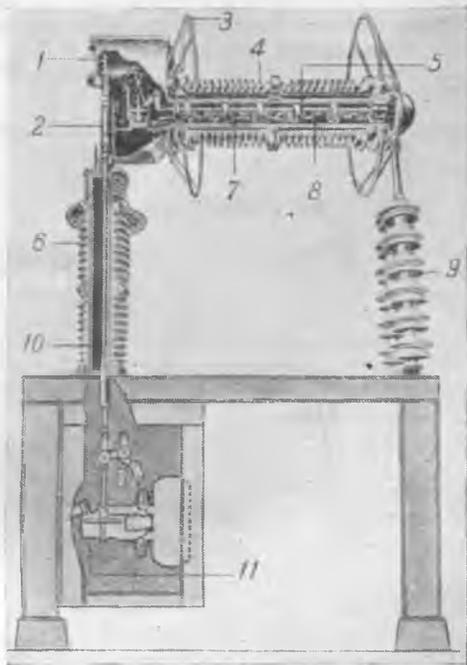


Рис. 4. Разрез одной фазы импульсного выключателя 230 кВ, 10 млн. кВа.

1 — кожух; 2 — масляный поршень; 3 — вкранирующее кольцо; 4 — горизонтальная дугогасительная камера; 5 — неподвижный контакт; 6 — вертикальная опорная колонна; 7 — отверстия; 8 — подвижный контакт; 9 — колонка опорных изоляторов; 10 — рабочая тяга; 11 — пневматический привод.

замыканиях через дугу, получаемую при перекрытии гирлянды изоляторов.

При испытаниях, кроме трех магнитных и одного катодного осциллографов и комплекта обычных регистрирующих приборов для записи величин тока, напряжения, энергии дуги, регистрации моментов включения и отключения, движения контактов выключателя, были применены два специальных устройства, одно для включения и отключения выключателей точно в заданные моменты времени, что позволило осуществлять отключения при максимальных мгновенных значениях токов короткого замыкания, и второе — для измерения давления в дугогасительной камере выключателя.

Было проведено 23 опыта отключения зарядного тока линий 230 кВ. Так как все опыты проводились на одной фазе, то, комбинируя последовательные включения двух и трех фаз трехфазной линии 230 кВ длиной 160 км, получили значения зарядных токов, эквивалентных линиям длиной 320 и 480 км. Результаты опытов, проведенных при напряжении 237 кВ, 60 гц, приведены в таблице.

Длина линии, км	Зарядный ток, а	Время отключения, сек.	Длительность горения дуги, сек.
160	66—68	0,021—0,026	0,0005—0,0058
320	115—116	0,021—0,027	0,0008—0,0067
480	160—166	0,022—0,028	0,0025—0,0083
В среднем		0,025	

Ни один из опытов не сопровождался повторным зажиганием дуги после ее гашения.

Вслед за этим было проведено 14 опытов отключения коротких замыканий, в том числе 7 отключений коротких замыканий через дугу при величине отключаемых мощностей от 0,63 до 8,83 млн. кВа со временем отключения от 0,028 до 0,036 сек. и 7 отключений глухих коротких замыканий при величине отключаемых мощностей от 5,2 до 12 млн. кВа со временем отключения от 0,026 до 0,05 сек.

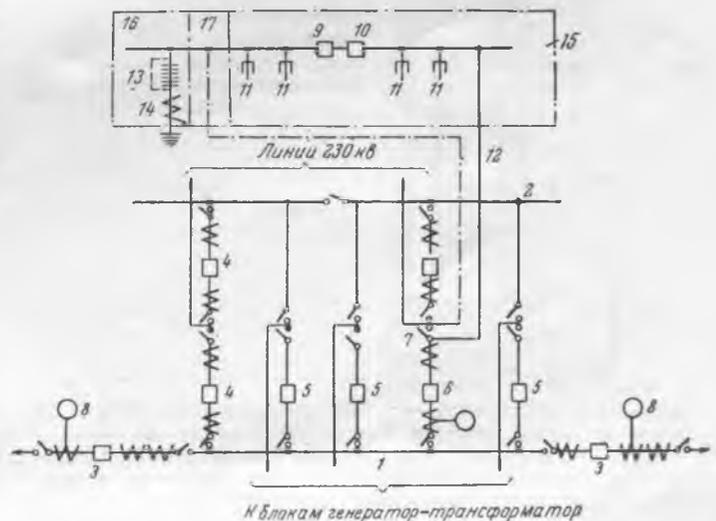


Рис. 5. Принципиальная схема электрических соединений при проведении испытаний выключателей 230 кВ на гидростанции.

1 — рабочая кольцевая система шин 220 кВ; 2 — резервная система шин 220 кВ; 3 — секционный выключатель 220 кВ, 10 млн. кВа, 0,05 сек.; 4 — линейный выключатель 230 кВ, 10 млн. кВа, 0,05 сек. со временем обратного включения 0,35 сек.; 5 — генераторный выключатель 230 кВ, 2,5 млн. кВа, 0,13 сек.; 6 — выключатель 230 кВ, 2,5 млн. кВа, 0,13 сек., отключаемый временными максимальными токовыми реле при неполадках на испытательной установке; 7 — разъединитель 230 кВ, отключаемый при проведении испытаний; 8 — временные максимальные токовые реле, отключающие секционные выключатели при неполадках на испытательной установке с выдержкой времени большей, чем 6 сек.; 9 — испытуемый выключатель 230 кВ; 10 — отключающий выключатель 220 кВ; 11 — емкостный делитель напряжения для измерения напряжения; 12 — однопроводная линия от фазы С для однофазных коротких замыканий на землю; 13 — короткое замыкание в результате перекрытия дугой гирлянды изоляторов, возникающее при перегорании провода малого сечения; 14 — трансформатор тока 5 000/1 а; 15 — площадка для испытаний; 16 — элементы схемы, используемые только при опытах коротких замыканий; 17 — элементы схемы, используемые только при опытах отключения зарядного тока линии.

Цена 8 руб.